

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Направление 131000.62 «Нефтегазовое дело»

МЕТОДЫ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ  
НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ  
ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент, к.т.н.  
должность, ученая степень

Е.В. Безверхая  
инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Г.А. Ленков  
инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность  
наименование раздела

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.В. Мусяченко  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент, к.т.н.  
должность

Е.В. Безверхая  
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная бакалаврская работа по теме «Методы мониторинга коррозионных изменений наземного оборудования схемы сбора и подготовки Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)» содержит страниц 91, рисунков 28, таблиц 19, источников 30.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ВАНКОРСКОЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, СТРАТИГРАФИЯ, ТЕКТНИКА, ПЛАСТЫ, ОБЪЕКТ ЯК III-VII, МОНИТОРИНГ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ, ИСПЫТАНИЕ, СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ, ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ, ОБВОДНЕННОСТЬ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ СРЕДЫ, ДЕРЖАТЕЛЬ ТРЕХ ПЛАСТИН, БИОЗОНД.

Объектами исследований являются различные системы, комплексы и методы коррозионного мониторинга, применяемые в наземных технологических трубопроводах Ванкорского месторождения.

Цель работы: анализ существующих систем коррозионного мониторинга, определение приоритетных направлений развития в этой области, выделение наилучшей системы, комплекса или метода, для применения на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

После сбора и проведения аналитической работы по организации ингибиторной защиты и мониторингу коррозии на месторождениях Красноярского края, предоставлены рекомендационные мероприятия направленные на улучшение коррозионной защиты, снижение аварийности в производстве.

В ходе работы были рассмотрены существующие системы коррозионного мониторинга, выявлены ключевые направления в этой области и определены системы управления, позволяющие достигнуть

высоких результатов по уменьшению удельной аварийности, продления срока службы трубопроводов, снижения риска экологических катастроф и повышения экономической эффективности Ванкорского нефтегазового месторождения. Произведена оценка методов и их эффективность, в результате была выделена система контроля коррозионного мониторинга, позволяющая непрерывно в режиме реального времени контролировать скорость коррозии на коррозионно-опасных направлениях и, в зависимости от коррозионной агрессивности технологических потоков, и непосредственно влиять на подачу химических реагентов, применяемых при антикоррозионных мероприятиях с целью их наибольшей эффективности.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word с использованием графических редакторов Corel Draw 11 , а также программ Microsoft Excel, Adobe Photoshop 7.

## Содержание

Введение.....	6
1. Геология месторождения.....	8
1.1 Общие сведения о месторождении.....	8
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	11
1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	11
1.2.2 Тектоника и общий структурный план.....	14
1.2.3 Нефтегазоносность.....	16
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	22
1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов.....	24
1.5 Запасы нефти и газа пластов Як 3-7.....	28
2. Технологическая часть.....	31
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	31
2.2 Характеристика фонда скважин.....	33
2.3 Анализ технологического состояния разработки и выполнение проектных показателей.....	35
2.4 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти....	36
2.5 Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта Як 3-7.....	38
3. Специальная часть.....	39
3.1 Основные объекты подверженные коррозионному воздействию ...	39
3.2 Виды коррозионных разрушений .....	40
3.3 Причины коррозии металлов .....	42
3.4 Необходимость и общее назначение мониторинга.....	50
3.5 Методы мониторинга коррозии.....	52
3.6 Система мониторинга коррозии .....	53
3.7 Мониторинг коррозии .....	54

3.8 Регламент мониторинга коррозии .....	55
3.9 Применение коррозионного мониторинга на Ванкорском нефтегазовом месторождении .....	56
3.9.1 Методы контроля коррозии и средства измерения.....	57
3.9.2 Гравиметрический метод .....	59
3.9.3 Система мониторинга коррозии MICROCOR .....	60
3.9.4 Отчет о работе узлов контроля коррозии.....	62
3.9.5 Система мониторинга коррозии ULTRACORR .....	65
3.9.6 Оценка результатов систем мониторинга коррозии .....	67
3.9.7 Выводы и предложения по методам защиты и дозировкам ингибиторов коррозии .....	69
3.10 Заключение .....	73
4. Безопасность и экологичность.....	75
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	75
4.3 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	77
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования .....	79
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	81
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	84
4.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	86
4.7 Экологичность проекта.....	88
5. Список используемой литературы .....	89

## **Введение.**

Добыча и подготовка нефти и газа является отраслью, уникальной в коррозионном отношении. Коррозия является проблемой, без решения которой невозможно обеспечить нормальную эксплуатацию нефтепромышленного оборудования. Коррозия металлов, и сплавов в агрессивных средах наносит огромный ущерб.

В 2011 году в НК «Роснефть» число аварий составило 10,7 тысяч, при этом в окружающую среду было выброшено 163 000 баррелей нефти. Это в разы и десятки раз больше, чем у западных корпораций - Shell, BP, ConocoPhillips, Chevron. В результате разрушения металлов и отказов техники происходит загрязнение окружающей среды, сопровождаемое значительным экономическим ущербом. Главная причина утечек в 97 % случаев - коррозия нефтепроводов.

Под термином «коррозия» следует понимать самопроизвольно протекающее химическое, физико-химическое, биологическое взаимодействие металла со средой, приводящее к изменению свойств этого металла или изготовленных из него металлоконструкций.

Несмотря на большие возможности, которыми располагает современная техника защиты металлов, расходы, связанные с коррозией металлических изделий, конструкций и оборудования весьма велики.

Ежегодные затраты на защиту от коррозии оборудования из стали достигают примерно 20% стоимости вновь изготовленных сооружений и тенденция роста этих затрат не уменьшается. Поэтому разработка мероприятий, направленных на повышение коррозионной стойкости металлов и изделий из них, является весьма актуальной задачей.

### **Цель дипломной работы:**

Анализ существующих методов коррозионного мониторинга и технического состояния технологических трубопроводов с коррозионными повреждениями.

Анализ информации об организации ингибиторной защиты и мониторинга коррозии.

Разработка рекомендаций по повышению надежности нефтеводогазотранспортных систем.

# 1. ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Таймырского района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах двух лицензионных участков: Ванкорского и Северо-Ванкорского. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского района.

Площадь месторождения составляет 447 кв. км. (Рисунок 1 Обзорная карта района работ).



Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ



Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс. т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение.

Транспортировка нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм. Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объемов УВ 25 млн. т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

В районе расположения Ванкорского НГКМ развитая централизованная система энергоснабжения отсутствует. Энергоснабжение объектов Ванкорского НГКМ осуществляется от собственного автономного энергоисточника. В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на ЦПС предусмотрена ГТЭС, установленной электрической мощностью 206,4 МВт (располагаемой электрической мощностью 154,8 МВт), с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Климат района резко континентальный. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветра. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с. Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Река Лодочная не судоходна.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

### **1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине забой находится в вымских отложениях средней юры. Меловая система (Нижний мел -  $K_1$ )

***Нижнехетская свита ( $K1nch$ ).*** Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Для отложений характерны сложные виды косой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений.

Толщина свиты составляет 454 м.

***Суходудинская свита ( $K1sd$ )*** залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Толщина отложений достигает 601 м.

Сводный разрез приведен на рис. 2.2.

Период эпоха	Ярус	Свита	Литоология	Продуктивные пласты	УВ наращение отражающий горизонт	Литологическое описание
О  МЕЛ - K <sub>2</sub>	ВЕРХНИЙ	Мастрихт - K <sub>2</sub> m				Пески, супеси, суглинки, галька, гравий, валуны
		Кампан - K <sub>2</sub> km				Алевриты, пески, супеси, с линзами и стяжениями алевритов и песчанников приливно-отливных равнин
		Вулгон - сантон - K <sub>2</sub> i-st				Глины и алевриты мелководного шельфа. Ритмичное чередование песков, алевритов, глин, суглинков. (приливно-отливная равнина)
		Сеноман - K <sub>2</sub> s				Глины мелководного шельфа
		Дорожок - K <sub>2</sub> dr				Пески, песчанники с прослоями алевритов и глин (прибрежно-морские, подводная дельтовая равнина)
МЕЛ - K <sub>1</sub>	НИЖНИЙ	Сальб - K <sub>1</sub> a, K <sub>1</sub> s		Дл - I-III	I <sup>a</sup>	
		Салп - K <sub>1</sub> a, K <sub>1</sub> d		Як - I Як - II Як - III - VII	I <sup>b/</sup>	Переслаивание аргиллитов, песчанников с прослоями алевритов и углей (аллювиальные, надводная дельтовая равнина)
		Нютерив - K <sub>1</sub> g-a			I <sup>b</sup>	Песчанники, пески, алевриты и глины фронта дельты
		Нувеланж - K <sub>1</sub> v-g			I <sup>v</sup>	Переслаивание песчанников, алевритов и аргиллитов (подводная дельтовая равнина)
		Сухолуцкая - K <sub>1</sub> sd		Сд - IV - VII Сд - IX Сд - XI	I <sup>г</sup>	
ЮРА - J <sub>3</sub>	ВЕРХНЯЯ	Н.берриас - K <sub>1</sub> bi-vi		Нх - I Нх - III - IV	I <sup>d</sup>	Алевриты и аргиллиты, песчанники (прибрежно-морские, дельтовые)
		Яновская - J <sub>3</sub> ja			II <sup>a</sup>	Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа
ЮРА - J <sub>2</sub>	СРЕДНЯЯ	Ситовская - J <sub>2</sub> sg		Ст - VI - VII		Алевриты, песчанники штормов и течений
		Точинская - J <sub>2</sub> tc				Аргиллиты мелководного шельфа
		Вайос - J <sub>2</sub> b		Мл - II Мл - IV	II <sup>b</sup>	Переслаивание песчанников и алевритов приливно-отливных равнин и лагун
		Леоновская - J <sub>2</sub> ln			II <sup>v</sup>	Аргиллиты и алевриты мелководного шельфа
		Валенг - J <sub>2</sub> a-d		Вм - IV		Переслаивание песчанников, алевритов, аргиллитов приливно-отливных равнин
ЮРА - J <sub>1</sub>	НИЖНЯЯ	Аален - J <sub>1</sub> a				Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа
		Левинская - J <sub>1</sub> lv			II <sup>г</sup> II <sup>d</sup>	Алевриты и песчанники приливно-отливных равнин с редкими прослоями аргиллитов Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа Алевриты, аргиллиты и песчанники с прослоями конгломератов (аллювиальные фации)

- глина  
 - алеврит

- алеврит глинистый  
 - аргиллит

- песчаник  
 - уголь

- нефть  
 - газ

Рисунок 1.2 - Литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения.

**Малохетская свита (K1mch)** залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Толщина свиты меняется от 145 м до 200 м.

**Яковлевская свита (K1jak)** залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м до 652 м.

Нижний-верхний отделы - K<sub>1-2</sub>

**Долганская свита (K1-2dl)** залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава.

Толщина свиты составляет 233-271 м.

Верхний отдел - K<sub>2</sub>

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

**Дорожковская свита (K2dr)** залегает на отложениях долганской

свиты. Сложена глинами, алевроитами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослои известковых песчаников и углистого алевроитового материала.

Толщина свиты 104-115 м.

**Насоновская свита (K2ns)** залегает на подстилающих отложениях дорожковской свиты. Сложена алевроитами, песками, глинами приливно-отливных равнин, содержащими линзы и прослои известняков, глинистого сидерита, встречаются обломки углей.

Толщина свиты 312-340 м.

**Салпадинская свита (K2sl)** залегает на породах насоновской свиты. Представлена алевроитами и глинами мелководного шельфа серого и зеленовато-серого цвета с конкрециями пирита, окатанных галек кремней, осадочных и магматических пород.

Толщина свиты 45-64 м.

**Танамская свита (K2tn)** залегает на салпадинской свите. Представлена песками, супесями, суглинками приливно-отливных равнин от светло-серого до почти белого цвета с прослоями глин, с линзами крупнозернистого песка, гравия, с редкой галькой и конкрециями железистых сидеритов.

Сохранившаяся толщина свиты не превышает 457 м.

## 1.2.2 Тектоника и общий структурный план

Ванкорское месторождение находится в пределах Надым-Тазовской синеклизы. В данных пределах выделяются Сузунское и Лодочное поднятия. Ванкорское поднятие вытянуто с юга на север.

По кровле **долганской свиты** поднятие замыкается изогипсой - 1000 м, имеет длину 38 км, и ширину 11-13,8 км. Высота поднятия 80 м, площадь 443 км<sup>2</sup>. Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 61,3 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле **нижнеяковлевской подсвиты** Ванкорское поднятие

о контурируется изогипсой -1650 м, имеет длину 30,8 км и ширину 11,2-12,2 км. Высота поднятия 90 м, площадь 321,3 км<sup>2</sup>. Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1590 м. Южный купол имеет высоту 20 м и площадь 30,5 км<sup>2</sup>. Северная часть разделена на два малоамплитудных купола мощностью менее 10 м и площадью 14,8 км<sup>2</sup>.

В нижней части *суходудинской свиты* Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2380 м, имеет длину 26,1 км и ширину 5,3-7,6 км. Высота поднятия 60 м, площадь 144,6 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой -2360 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 65,2 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле *нижнехетской свиты* Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2660 м, имеет длину 32,2 км и ширину 14,6 – 13,6 км. Высота поднятия 110 м, площадь 373 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой -2600 м. Южный купол имеет высоту 50 м и площадь 68,4 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По средней части *нижнехетской свиты* Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2760 м, имеет длину 30,8 км и ширину 12,7-331,2 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой -2700 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 56,4 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

### 1.2.3 Нефтегазоносность

Продуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Далее в работе будут рассмотрены пласты яковлевской свиты.

Характер насыщения и фильтрационно-емкостные свойства интервалов продуктивной толщи по скважинам, характеристика толщин, коллекторские

свойства и нефтенасыщенность, показатели неоднородности, а также распределения проницаемости приведены в приложениях 2, 3, 4.

Яковлевский продуктивный уровень.

Продуктивные горизонты яковлевской свиты представлены песчаными и песчано-алевритистыми разностями осадочных пород. Песчаники слабосцементированы, цемент чаще глинистый, с миллиметровыми прослоями слюдисто-глинистого материала и примесью углефицированного растительного детрита. Встречаются единичные прослои песчаников известковистых. Алеврито-песчаные разности связаны глинистым или карбонатным цементом. Покрышками продуктивных пластов служат аргиллитоподобные глины и углистые тонкоплитчатые аргиллиты.

Процесс формирования яковлевского продуктивного горизонта (пласты Як-I-VII) проходил в континентальных условиях осадкообразования и представлен аллювиальным комплексом.

Пласт Як-I генетически связан с песчаными отложениями внешней части поймы, русел и береговых валов. Общая толщина пласта изменяется от 0,5 м до 20,6 м. Эффективная толщина пласта-коллектора от 0,5 м до 17,7 м. Коэффициент песчанистости пласта-коллектора в среднем 0,79 и изменяется – от 0,34 до 1. Расчлененность пласта в среднем 2,5.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами.

Залежь пласта Як-I северного купола - нефтегазовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Размер залежи – 7,6 х 4,6 км, её площадь составляет 25 км<sup>2</sup>. ГНК установлен на а.о. – 1579,9 м. ВНК варьируется от а.о. -1581 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,8 м до 9 м, составляя в среднем по залежи 3,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 10,6 м, составляя в среднем по залежи 2,4 м.

Залежь Як-I-1 южного купола – газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Положение ГВК принято на а.о. -1588 м. Размеры залежи 5,5×3,6 км, её площадь составляет 9,7 км<sup>2</sup>. Эффективная



газонасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 6,9 м, составляя в среднем по залежи 2,5 м. Остальная преобладающая южная часть залежь водонасыщена, также ограничена зонами глинизации.

Залежь Як-I-2 южного купола – газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 3,5 м, составляя в среднем по залежи 1,7 м. ГВК принят на а.о. -1560 м по данным ГИС. Размеры залежи 3,5 х 2,3 км, её площадь составляет 6,2 км<sup>2</sup>.

Пласт Як-II представлен широким спектром осадков континентальной группы фаций: от русловых фаций до пойменных и озерно-болотных. Эффективная толщина пласта-коллектора изменяется от 0,4 м до 8,3 м. Коэффициент песчанистости пласта-коллектора в среднем 0,79 и изменяется – от 0,25 до 1. Расчлененность пласта в среднем 1,8.

Залежь пласта Як-II – нефтегазовая, пластовая, сводовая литологически экранированная, площадью 73 км<sup>2</sup>. ГНК принят на а.о. -1600 м. Положение ВНК изменяется от -1621,1 м по подошве насыщенного коллектора до -1635,6 м. Поверхность ВНК имеет общий наклон в юго-западном направлении. Нефтенасыщенные толщины в скважинах изменяются от 0,4 м до 7,3 м, составляя в среднем по залежи 2,4 м. Газонасыщенные толщины изменяются от 0,5 м до 8,3 м, составляя в среднем по залежи 2,5 м.

Пласт Як-III. Данный пласт в северной части месторождения представляет собой изолированную от нижележащих отложений песчаную нефтенасыщенную линзу. Большей частью генетически связан с фациями русел меандрирующих рек, береговых валов, а также пойменных (озерно-болотных) отложений. В северной части в зоне развития пойменных отложений пласт полностью заглинизирован.

Эффективная толщина пласта-коллектора сильно варьируется от 0,3 м до 10,2 м. Пласт довольно однородный в русловых фациях, где песчанистость изменяется от 0,8 до 1. В пойменных фациях песчанистость пласта около 0,3.

Залежь пласта Як III северного купола – нефтяная, пластовая, сводовая,

литологически эранированная, которая отделена от пластов Як-IV-VII слаборадиоактивной пачкой алевроито-углисто-глинистых пород. Нефтенасыщение пласта Як-III, подтверждается пробами нефти на а.о. - 1594,5 м и -1600,5 м. Пробы нефти с плотностью – 890,5 и 892 кг/м<sup>3</sup> (при средней плотности для Як III-VII 902 кг/м<sup>3</sup>), подтверждают изолированность данного объекта. ВНК в северной части Як-III условно принят на отметке - 1626,5 м. Нефтенасыщенные толщины песчаной линзы варьируются от 0,3 м до 10,2 м, составляя в среднем 3,4 м. Коэффициенты нефтенасыщенности и пористости рассчитаны по ГИС как средневзвешанные в каждой скважине и приняты как средние по скважинам с наиболее полным определением нефтенасыщенности: Кп - 0,25, Кнг - 0,53 д.е.

Осадконакопление пласта Як-III-VII происходило в переходных, в основном континентальных, условиях и связано с русловыми и пойменными фациями равнинных меандрирующих рек, причем генетически, по площади отложения пласта приурочены к разным фациям. Общая толщина пластов Як-III-VII изменяется от 24,6 м до 117,8 м. Эффективные мощности пластов в скважинах меняются в пределах 10,9– 107,2 м. Коэффициент песчанистости в среднем 0,72, изменяется от 0,33 до 0,91. Коэффициент расчлененности пластов в среднем 14,4.

В северной части пласта Як-III-VII наблюдается более высокая расчлененность и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

Дополнительным фактором, осложняющим геологическое строение северной части пласта Як-III-VII, является наличие газовой шапки с ГНК на абсолютной отметке -1616 м в пределах отложений, расположенных ниже слаборадиоактивной реперной пачки и стратиграфически соответствующих пластам Як IV-VII. Принятый ГНК для южной части пласта -1600 м.

Залежь пластов Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК южного купола принят на абсолютной отметке –1600 м. ГНК северного купола - на абсолютной отметке -1616 м. Положение ВНК изменяется от –

1632 м до –1653,4 м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения – 1647,4 м.

Размер залежи 29 х 11,5 км, её площадь составляет 248,5 км<sup>2</sup>, высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 42,4 м, составляя в среднем по залежи 17,6 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,5 м, а в среднем по залежи составляет 7 м.

### **1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

Определение физико-гидродинамических характеристик пород пластов Як-I, Як-II, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV Ванкорского месторождения проводилось по данным исследований, выполненных в лабораториях ООО НК «Роснефть-НТЦ», ООО «РН-УфаНИПИнефть», ОАО «ТомскНИПИнефть».

Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов изучались по следующим направлениям:

- характеристики вытеснения нефти водой;
- характеристики вытеснения нефти газом.

Эксперименты по вытеснению нефти водой проводились на линейных моделях пластов яковлевской свиты, сформированных керновым материалом, отобранным из скважин Ванкорского месторождения, в условиях, приближенных к пластовым. Объектом испытания является составной образец породы в виде цилиндров диаметром 27,6-39,4 мм и длиной 21-60 мм, приготовленный из керна изучаемого пласта. Для определения коэффициента вытеснения применяется составной образец породы общей длиной не менее 150 мм. В пределах составного образца различие проницаемости отдельных элементов не должно превышать 50 % от

среднего значения. Компоновка составного образца происходит таким образом, чтобы по направлению вытеснения нефти каждый последующий образец имел меньшую проницаемость.

При определениях используются модели пластовой нефти и воды. Модель нефти готовится из безводной дегазированной нефти добавлением керосина, очищенного от асфальта-смолистых соединений, петролейного эфира, количество которого определяется экспериментально, но не должно превышать 30 %. Модель пластовой воды готовилась на основе водного раствора NaCl.

Лабораторные исследования вытеснения нефти проводились по керновому материалу пластов Як-I-Як-III-VII, Сд- IX, Нх-I-Нх-III-IV, Ванкорского месторождения на 471 образцу, отобранному из 14 скважин.

#### **Система «нефть-вода»**

Лабораторными исследованиями при вытеснении нефти водой охвачены породы всех пластов (Як-I, Як-II, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV). Привлечённые к исследованиям образцы керна охватывают реальные, соответствующие продуктивным пластам месторождения значения пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности. Диапазон изменения, средние значения, кол-во определений пористости, проницаемости, начальной и остаточной нефтенасыщенности представлены ниже.

Таблица 1.1- Диапазон изменения физико-гидродинамических характеристик пород пластов Яковлевской свиты Ванкорского месторождения при вытеснении нефти водой

Пласты Як-III, Як-III-VII				
Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение	Количество определений
Пористость, д.е.	0,236	0,316	0,283	37
Проницаемость, мД	77	3090	526	37

Начальная нефтенасыщенность, д.е.	0,651	0,852	0,739	37
Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	0,203	0,342	0,303	37

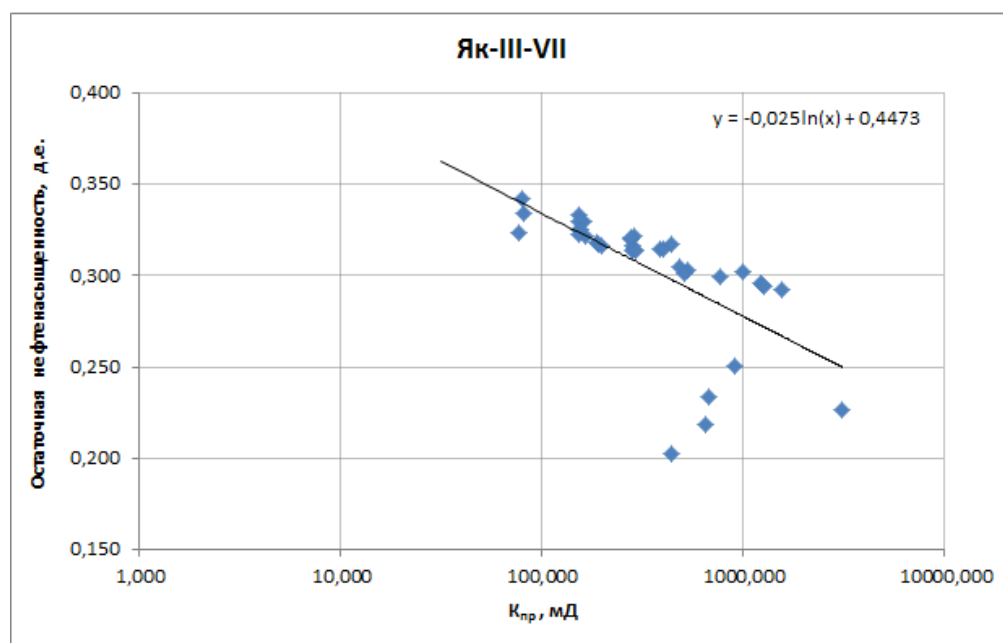


Рисунок 1.3 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой от проницаемости для пластов, Як-III-VII (Север), Як-III-VII (Юг).

Таблица 1.2 - Сравнение результатов анализа образцов керна вытеснением нефти водой.

Пласт/участок пласта	Начальная нефтенасыщенность	Остаточная нефтенасыщенность	Коэффициент вытеснения
Як-III	0,55	0,311	0,435
Як-III-VII (Юг)	0,62	0,293	0,528
Як-III-VII (Север)	0,53	0,297	0,439

Для расчета остаточных нефтенасыщенностей были использованы значения средней абсолютной проницаемостей каждого пласта. Разделение

проницаемостей по северной и южной части пласта Як-III-VII было произведено по геологической модели.

### **Система «нефть-газ»**

Лабораторными исследованиями при вытеснении нефти газом охвачены породы пластов: Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV. Исследования выполнены в лабораториях ООО «НК «Роснефть-НТЦ», ОАО «ТомскНИПИнефть». Полученные результаты представительны и дают надёжную информацию о характере вытеснения нефти газом. Привлечённые к исследованиям керны охватывают реальные, соответствующие продуктивным пластам месторождения, значения пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности.

Диапазон изменения, средние значения, количество определений пористости, проницаемости, начальной и остаточной нефтенасыщенности представлены ниже.

Таблица 1.3 - Диапазон изменения физико-гидродинамических характеристик пород пластов Яковлевской свиты Ванкорского месторождения при вытеснении нефти газом.

Пласты Як-III, Як-III-VII				
Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение	Количество определений
Пористость, д.е.	0,197	0,300	0,278	20
Проницаемость, мД	120	613	295	20
Начальная нефтенасыщенность, д.е.	0,67	0,766	0,724	20
Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	0,418	0,459	0,441	20

Коэффициент вытеснения нефти газом был рассчитан для пластов Як-III, Як-III-VII (Север), Як-III-VII (Юг) из начальной нефтенасыщенности по ГИС и зависимости  $K_{но} = f(K_{прон})$ . Зависимости  $K_{но} = f(K_{прон})$  по объектам приведены на Рисунке 1.4.

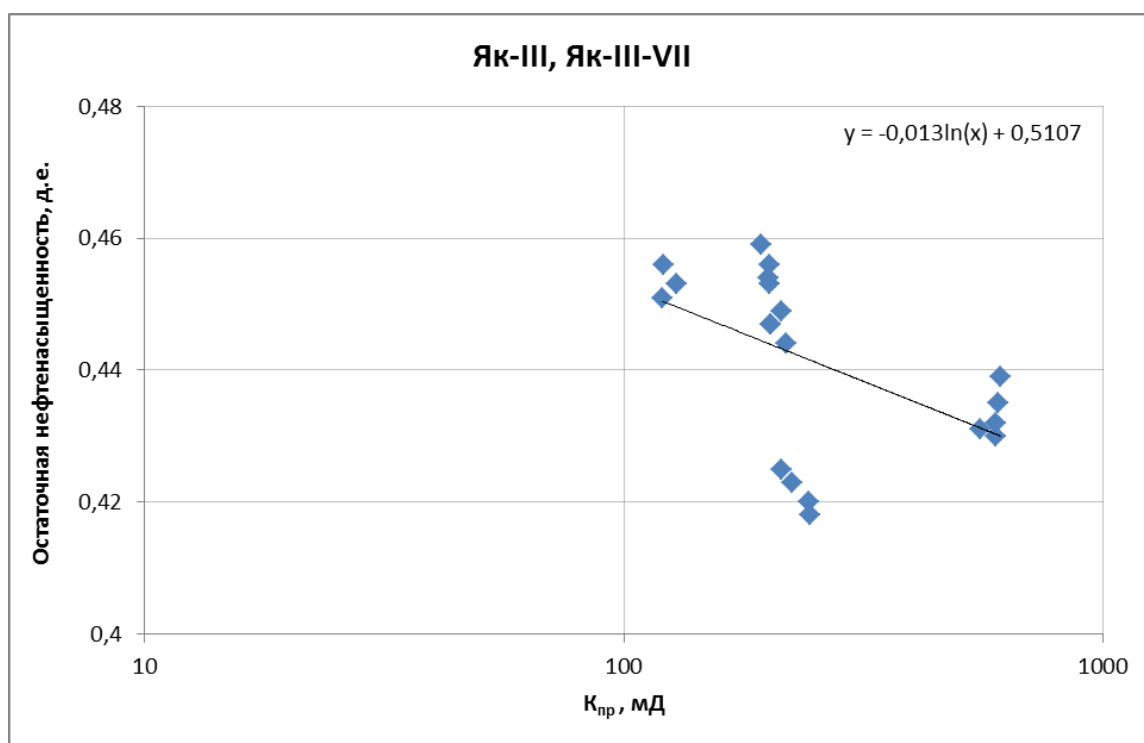


Рисунок 1.4 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости при вытеснении нефти газом  $K_{но} = f(K_{прон})$  для пластов Як-III, Як-III-VII

Высокие значения остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти газом обусловлены наличием несмешивающегося вытеснения, т.к. давление эксперимента существенно ниже давления смешения используемых в экспериментах газов. Для расчета остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти газом были использованы значения средней проницаемости. Полученные значения и коэффициенты вытеснения представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Сравнение результатов анализа образцов керна вытеснением нефти газом

Пласт/участок пласта	Начальная нефтенасыщенность, д.е.	Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	Коэффициент вытеснения, д.е.
Як-III	0,55	0,441	0,199
Як-III-VII (Юг)	0,62	0,432	0,304
Як-III-VII (С)	0,53	0,434	0,181

Из таблицы видно, что остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти газом на пластах Як-III, Як-III-VII (Юг), Як-III-VII (Север) отличается от начальной нефтенасыщенности в пласте на небольшую величину, что приводит к низким коэффициентам вытеснения нефти газом.

## **1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов**

Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов на Ванкорском НГКМ проводился как в процессе разведки, так и после начала эксплуатации месторождения. Определение основных физико-химических свойств поверхностных проб и качественных характеристик товарных нефтей проводилось согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». При наличии фонтанирующих притоков пробы отбирались из мерной емкости, либо из газосепаратора. При непереливающих притоках – желонкой с уровня или при промывке. В анализе участвовали образцы сепарированных проб после сепарации газа из глубинных проб.

### **Пласт Як-III-VII**

Состав и свойства свободного газа пласта Як-III-VII изучены на примере 3 проб. Свободный газ сухой, содержание метана составляет 89,7-97,8 %, в среднем 92,7 %. В среднем газ содержит 0,32 % этана, 0,006 % пропана, 0,011 % изо-бутана, 0,002 % нормального бутана, 0,002 % изо-пентана, 0,002 % нормального пентана, 0,006% гексана+высшие УВ, 5,96 % азота, 0,947 % углекислоты. Критическое давление в среднем составило 4,56 МПа, критическая температура – 188,2 К.

Свойства пластовых нефти по глубинным пробам представлены в таблице 1.5.

Свойства пластовой нефти охарактеризованы на примере 28 глубинных проб. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,817-0,885 г/см<sup>3</sup>



(среднее -  $0,848 \text{ г/см}^3$ ), вязкость динамическая в пластовых условиях  $8,8-20,79 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  (среднее -  $11,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ), газосодержание  $23,5-59,1 \text{ м}^3/\text{т}$  (среднее -  $49,8 \text{ м}^3/\text{т}$ ), давление насыщения  $7,2-16,2 \text{ МПа}$  (среднее -  $13,3 \text{ МПа}$ ), объемный коэффициент  $1,042-1,148$  (среднее -  $1,103$ ). Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила  $0,9032 \text{ г/см}^3$ .

Состав и свойства сепарированной нефти исследованы на примере 36 проб (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть битуминозная, плотность в среднем равна  $0,905 \text{ г/см}^3$ , высоковязкая, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет -  $78,66 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Содержание серы в нефтях составляет  $0,21 \%$ , что относит нефть к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно  $1,03 \%$ . Температура плавления парафина в среднем составила  $+57^\circ\text{C}$ . Потенциальное содержание фракций, выкипающих до  $200^\circ\text{C}$ , составляет  $2,7 \%$ , до  $300^\circ\text{C}$  -  $23,1 \%$ . Температура начала кипения нефти в среднем составляет  $+153,1^\circ\text{C}$ . Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно  $8,29 \%$ . Концентрация асфальтенов составляет  $0,47 \%$ . Температура застывания нефти равна  $-45^\circ\text{C}$ .

ГНК пласта Як-III-VII расположен на абсолютной отметке  $-1600 \text{ м}$ , при этом начальное пластовое давление на ГНК составляло  $15,9 \text{ МПа}$ . Отметка ГНК и значение начального пластового давления подтверждены по результатам замеров ХРТ/МДТ. Согласно данным, утвержденным в 2008 году, объемный коэффициент нефти при  $15,9 \text{ МПа}$  составлял  $1,12$ , газосодержание -  $54 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , плотность нефти в стандартных условиях была принята равной  $902 \text{ кг/м}^3$ .

Таблица 1.5 - Свойства пластовой нефти.

Свойства пластовой нефти			
Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	8,9	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, $\text{м}^3/\text{м}^3$	25,3	115,5	109,8
$\text{м}^3/\text{т}$	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при $R_{пл}$ и $t_{пл}$			
-однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,30
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,15	1,54	1,27
Объемный коэффициент при $R_{нас}$ и $t_{пл}$			
-однократное разгазирование, доли ед.			1,31
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при $R_{нас}$ и $t_{пл}$ , $\text{г}/\text{см}^3$			
-однократное разгазирование	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при $20^\circ\text{C}$ , $\text{г}/\text{см}^3$	0,71	0,79	0,75
Вязкость пластовой нефти при $R_{пл}$ и $t_{пл}$ , $\text{мПа}\cdot\text{с}$	24,4	0,98	1,1

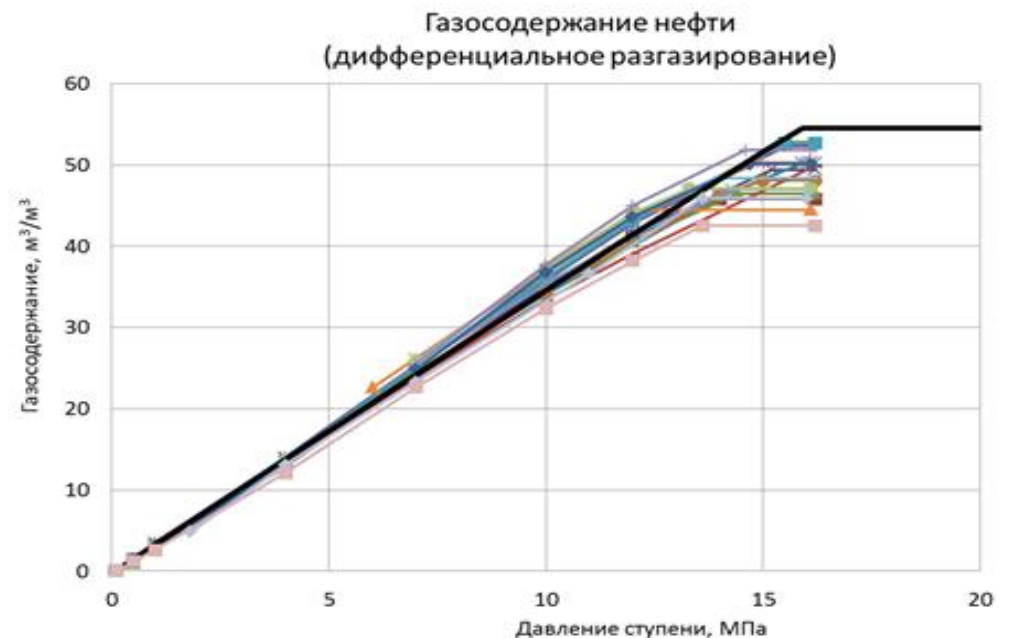


Рисунок 1.5 - Зависимость газосодержания нефти пласта Як-III-VII от давления

Черным обозначена модель, цветным — фактические результаты флюида с отдельных скважин.

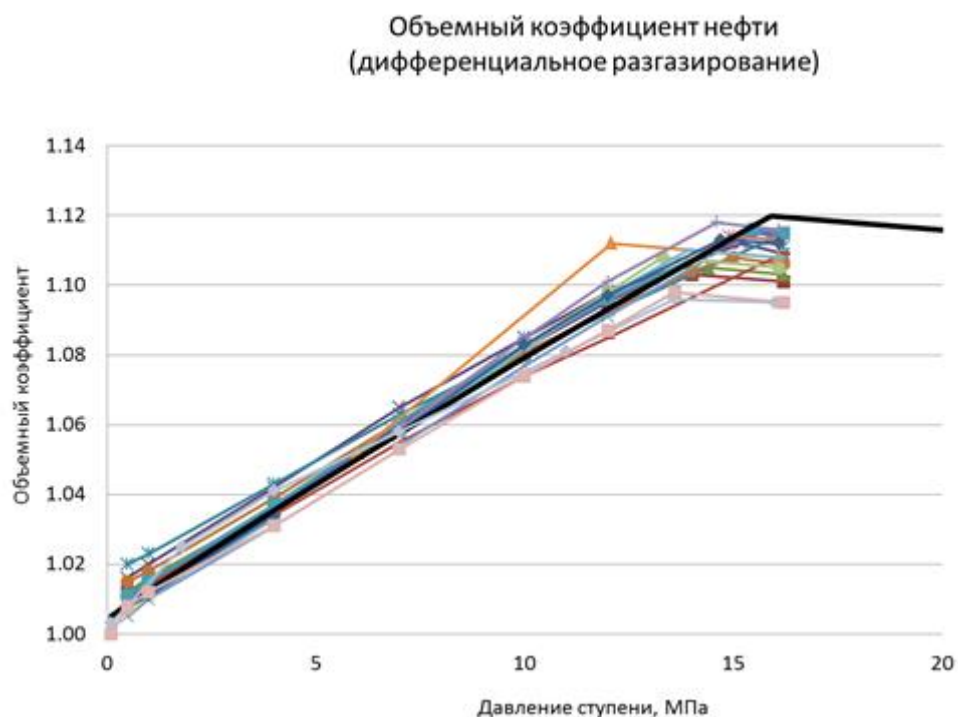


Рисунок 1.6 - Зависимость объёмного коэффициента нефти пласта Як-III-VII от давления

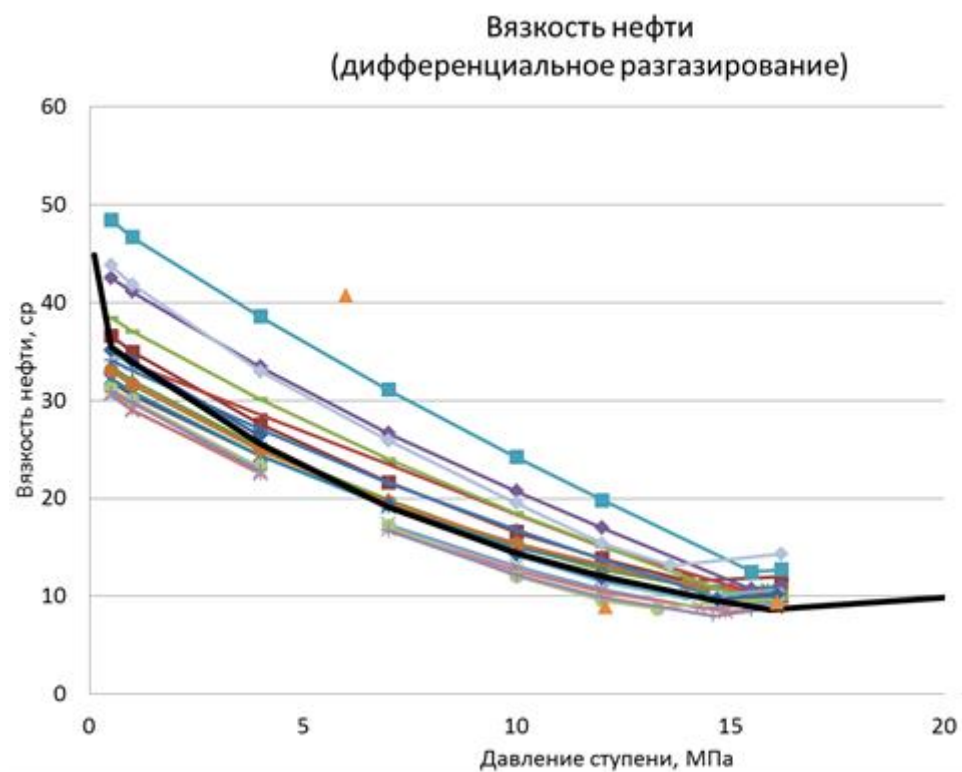


Рисунок 1.7 - Зависимость вязкости нефти пласта Як-III-VII от давления

Как можно видеть из представленных графиков, зависимость объемного коэффициента нефти и газосодержания при снижении давления

ниже давления насыщения почти для всех проб имеет одинаковый тангенс угла наклона, тогда как для вязкости наблюдается значительный разброс значений.

## **1.5 Запасы нефти и газа пластов Як–III-VII**

По залежи пластов Як–III-VII начальные геологические запасы нефти оценены по категориям В и С<sub>1</sub> и в сумме составляют 608 353 тыс.т.

В целом по залежи по сравнению с числящимися на государственном балансе начальные геологические запасы нефти в сумме по категориям ВС<sub>1</sub>С<sub>2</sub> уменьшились на 24 303 тыс.т (3,8%), в том числе по категориям ВС<sub>1</sub> уменьшились на 5 785 тыс.т (0,9%), а категории С<sub>2</sub> уменьшились на 18 518 тыс.т (100%).

Площадь залежи уменьшилась на 23,576 км<sup>2</sup> (8,6%) за счет уточнения структурного плана, в юго-западной части за счет бурения эксплуатационных скважин, вскрывших водонасыщенную часть пласта. Нефтенасыщенная толщина увеличилась с 16,8 до 17,8 м (5,4 %), уменьшение объема нефтенасыщенных пород составило 3,5 %. Определенные по уточненным зависимостям коэффициенты пористости не изменился, а коэффициент нефтенасыщенности уменьшился с 0,62 до 0,61 д.ед (1,6%). Плотность нефти, с учетом результатов анализов новых глубинных проб, увеличилась с 0,902 до 0,907 г/м<sup>3</sup> (0,7 %), пересчетный коэффициент для учета усадки нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным остался без изменений.

Запасы растворенного газа по сравнению с числящимися на государственном балансе в целом по категориям ВС<sub>1</sub> уменьшились на 2 078 млн.м<sup>3</sup> (5,4 %) Изменения запасов растворенного газа связаны как с изменениями запасов нефти, так с изменением газосодержания на 1,7% (уменьшение с 60,5 м<sup>3</sup>/т до 59,5 г/м<sup>3</sup>).

Запасы газа газовых шапок пластов Як–III-VII северного и южного куполов по категории С<sub>1</sub> составляют 15557 млн. м<sup>3</sup>. По сравнению с утвержденными, произошло увеличение запасов газа на 1531 млн. м<sup>3</sup> (10,9%).

Площадь газоносности увеличилась на 28,674 км<sup>2</sup> (64,5%) за счет выделения газовой шапки в северном куполе по результатам бурения эксплуатационных скважин и испытаниям MDT, газонасыщенная толщина уменьшилась с 9 м до 6,9 м (23,3%), объем газонасыщенных пород увеличился на 27%. Определенные по уточненным зависимостям коэффициенты: пористости уменьшился с 0,27 до 0,26 д.ед. (3,7 %), газонасыщенности уменьшился с 0,73 до 0,64 д.ед. (12,3 %).

Таблица 1.6 - Геолого-физическая характеристика разрабатываемых пластов.

Геолого-физическая характеристика разрабатываемых пластов.			
Пласты	Як III-VII	НХ I	НХ III-IV
Тип коллектора	Терригенный, поровый	Терригенный, поровый	Терригенный, поровый
Средняя глубина залегания, м	1670	2670	2780
Площадь, тыс. м2	271480	384920	301410
Нефтенасыщенная толщина, м	19,1	6,3	17,3
Газонасыщенная толщина, м	5,9	-	16,5
Проницаемость, мД	480	20	240
Средняя пористость, доли. ед.	0,27	0,2	0,2
Начальное пластовое давление, мПа.	15,9	25,4	27,1
Давление насыщения, мПа	8,9	21,4	27,1
Газосодержание, м3/т	61	202	211
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,15	1,422	1,458
Плотность нефти (с.у.), кг/м3	902	823	845
Вязкость нефти (п.у.), сПз	8,9	0,7	0,7
Плотность газа (с.у.), кг/м3	0,7	0,84	0,89
Содержание парафинов в нефти, % масс.	0,9	7	4,6
Содержание смол в нефти, % масс.	7	3,4	5,8
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	0,1	<0,1	0,1
Содержание серы в нефти, % масс.	0,2	0,1	0,1
Геологические запасы нефти / газоконденсата, млн.т.	695,7	129,2	366,7 / 8,8
Извлекаемые запасы нефти / газоконденсата, млн.т.	323	47,9	149,3 / 4,8
Геологические запасы свободного газа, млрд. м3	8,8	-	39,5

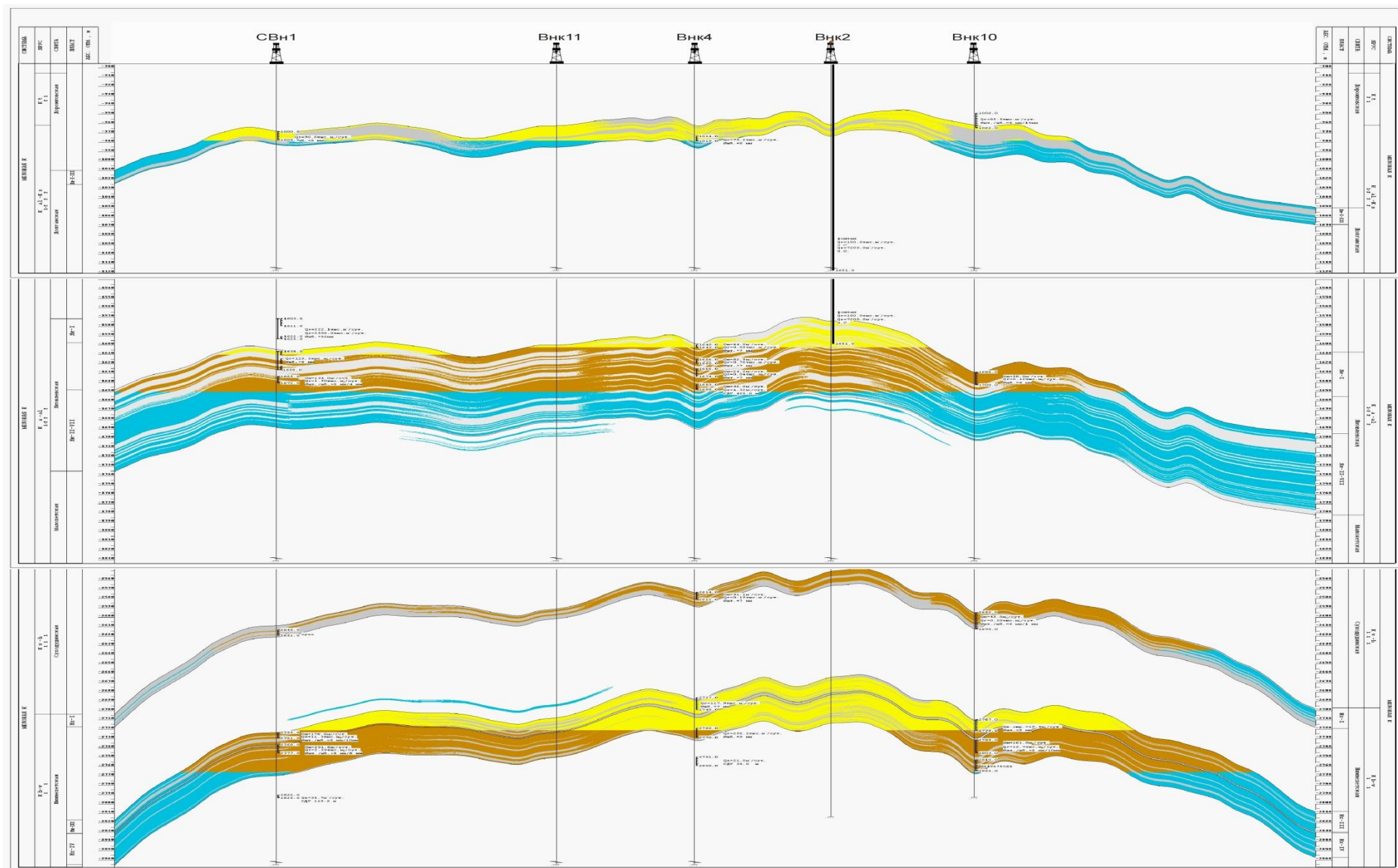


Рисунок 1.8 - Литолого – стратиграфический разрез.

## **2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения**

Основные проектные решения в части разработки утверждены в технологической схеме 2006 г. В проектном документе было выделено три объекта разработки - Як-II-VII (газонефтяная залежь), Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь), Нх-I (нефтяная залежь). По эксплуатационному объекту Як-II-VII принята самостоятельная блочно-квадратная система размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального ствола 1000 м, по объектам Нх-I и Нх-III-IV принята самостоятельная однорядная треугольная система размещения горизонтальных скважин с длиной ствола и расстоянием между скважинами 1000 м, предлагалась совместно-раздельная эксплуатация пластов Нх-I и Нх-III-IV, фонд скважин за весь период разработки – 250 ед, в т.ч. горизонтальных добывающих – 137 ед., нагнетательных – 73 ед., газонагнетательных – 9 ед., водозаборных – 31 ед.

В 2009 г. принят действующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-Уфанипинефть» и уточняющий технологические решения и уровни добычи УВ (протокол №4540 ЦКР Роснедра от 19.03.2009).

Целью «Дополнения к технологической схеме разработки» являлась разработка Программы исследований добывных возможностей скважин в период до начала промышленной разработки, а также комплексных гидродинамических исследований для получения новой информации о коллекторских и физических свойствах пластов и пластовых флюидов.

Основные проектные решения протокола ЦКР Роснедра №4540 от 19.03.2009 г.:

Выделение шести эксплуатационных объектов: двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазоконденсатного Нх-III-IV, двух газовых: Дл-I-III и Як-I-II. Разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; газовых объектов на естественном режиме.

Основные технологические показатели, максимальные проектные уровни:

- добычи нефти – 25208,5 тыс.т. (2017 г.);
- добычи газового конденсата – 322,1 тыс.т. (2015 г.);
- добычи жидкости – 54291,3 тыс.т. (2031 г.);
- закачки воды – 61720,0 тыс.м<sup>3</sup> (2020 г.);
- добычи свободного газа – 4121,34 млн.м<sup>3</sup> (2023 г.);
- добычи растворённого газа – 6897,0 млн.м<sup>3</sup> (2013 г.);
- использования растворённого газа – не менее 98% (2012 г.).

Системы размещения скважин: объект Сд-IX – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м); объект Нх-I – однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м; объект Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м; объект Нх-III-IV – однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м; объект Дл-I-III – избирательная схема размещения скважин; объект Як-I-II – избирательная схема размещения скважин.

Общий фонд скважин – 557, в т.ч. добывающих 261 (из них горизонтальных – 252, 9 вертикальных, вводимых из консервации), нагнетательных – 174 (из них горизонтальных – 62, наклонно-направленных нагнетательных – 112), газовых – 21, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10. Бурение 169 боковых стволов. Накопленная добыча нефти – 520 147 тыс.т.



Достижение КИН по месторождению по категории ВС<sub>1</sub> – 0,436, в таблице 2.1 представлены КИНЫ по объектам.

Таблица 2.1 - Значение КИН для объектов Ванкорского месторождения

Объект	КИН	Кохв	Квыт
Як-III-VII	0,462	0,875	0,528
Нх-I	0,371	0,851	0,436
Нх-III-IV	0,407	0,786	0,518
Сд-IX	0,323	0,654	0,494

В 2013 году принят корректирующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 5730 от 02.12.2013 г.).

Технологические решения ДТСР 2013 года соответствуют проектным решениям ДТСР 2012 года за исключением максимального уровня добычи нефти. Корректировки, внесенные в уровни добычи нефти, продиктованы увеличением темпа роста обводненности по причине высоких темпов отбора нефти.

## 2.2 Характеристика фонда скважин

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть – Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV, Сд-IX, газ – Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2014 г. на Ванкорском месторождении пробурено 542 скважины, в т.ч. 293 добывающих, из которых 184 скважин на объект Як-III-VII, 73 скважины на Нх-III-IV, 34 скважины – на Нх-I и 2 скважины на Сд-IX; 151 нагнетательных (65 – Як-III-VII, 53 – Нх-III-IV, 33 – Нх-I), 22 газовых – Дл-I-III и 76 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 80 %.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.  
приведена в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Сд-IX	Нс	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фонд добывающих скважин	Пробурено	184	73	34	0	2	0	293
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	10	11	0	0	0	45
	Всего	198	93	45	0	2	0	338
	В том числе:							
	Действующие, дающие нефть	192	80	44	0	2	0	318
	Из них фонтанные	6	36	1	0	0	0	43
	ЭЦН	0	0	0	0	0	0	0
	ШГН	0	0	0	0	0	0	0
	Газлифт:	0	0	0	0	0	0	0
	- бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0	0
	- внутрискважинный	0	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	1	0	0	0	0	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	4	12	1	0	0	0	17
	Переведены под закачку	1	1	0	0	0	0	2
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	65	53	33	0	0	0	151
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего	66	54	33	0	0	0	153
	В том числе:							
	Под закачкой	51	29	22	0	0	0	102
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	1	5	0	0	0	0	6
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	0	22
	В том числе:							
	Действующие	0	0	0	18	0	0	18
	Бездействующие	0	0	0	1	0	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	2	0	0	2

	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	0	1
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин	Пробурено	0	0	0	54	0	22	76

## 2.3 Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей

Накопленная добыча нефти на 01.01.2014 года (70 407 тыс. т) составила 14,8 % от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,064, текущая обводненность – 37,5 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 38 %.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2014 – 27,9 % (19 630 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 72,1 % (50 776 тыс. т) – за счет ЭЦН, в том числе из нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть – 9 757 тыс. т нефти.

За 2013 год добыто нефти и конденсата: 21 432 тыс. т ( проект), 21 440 тыс. т (факт, отклонение + 0,04 %), и жидкости 34 239 тыс. т (проект) тыс. т, 33 785 тыс. т (факт, отклонение – 1,33 %), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 28 426 тыс. м<sup>3</sup>, обводненность – 37,5 % (компенсация текущая – 46 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 318 ед. (из них: 273 нефтяных и 45 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 218,8 т/сут, по жидкости 350 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 102 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1 009,3 м<sup>3</sup>/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4 592,7 тыс. т нефти, 16 534,3 тыс. т нефти – ЭЦН.

## **2.4 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти**

Месторождение находится на первой стадии разработки. Интенсивно ведется эксплуатационное бурение, в связи с этим, основным геолого-технологическим мероприятием является ввод новых горизонтальных скважин.

Из мероприятий направленных на интенсификацию притока на Ванкорском месторождении осуществлялся гидроразрыв пласта (ГРП) а также мероприятия по оптимизации работы добывающих скважин (оптимизация работы внутрискважинного оборудования). Обработки призабойной зоны добывающих скважин не проводились по причине технологической сложности проведения поинтервальных обработок в горизонтальной секции скважины длиной 1000 м.

Так как месторождение находится на первой стадии разработки крупномасштабные мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов не проводились, однако основное запланированное мероприятие направленное на увеличение выработки нефти – зарезка боковых горизонтальных стволов (ЗБС).

Операции по воздействию на пласт химическими реагентами не осуществлялись, в конце 2013 года был проведен расчет по оценке эффективности полимерного заводнения для основного пласта Як-III-VII, по результатам которого запланировано проведение лабораторных исследований на керне для подбора оптимального реагента и оценки его взаимодействия с породой.

### **Гидравлический разрыв пласта**

Так как запасы нефти на объектах Як-III-VII и Нх-III-IV являются контактными, проведение операции ГРП на данных пластах приведет к ускоренному прорыву подошвенной воды либо газа газовой шапки. Таким

образом проведение операции ГРП возможно лишь на объекте Нх-І, с краевой водой.

На 01.01.2014 на Ванкорском месторождении было проведено 7 операций ГРП на горизонтальных скважинах. Из них: 2 «слепых» одностадийных ГРП в скважинах пребывавших в работе и 5 многостадийных (от 3 до 6 стадий) ГРП на скважинах вводимых из бурения. Таким образом к МИДН можно отнести только 2 «слепых» ГРП, так как проведение операции ГРП во время освоения скважины МИДН не является.

В период с февраля по апрель 2013 года компанией «Трайкан Велл Сервис» были выполнены операции по шестистадийному гидравлическому разрыву Нижнехетского пласта Нх-І на трех горизонтальных скважинах, оборудованных компоновками с циркуляционными клапанами фирмы Weatherford.

#### **Вывод:**

При оценке дополнительной добычи данных скважин можно говорить о минимальном двукратном превышении накопленной добычи нефти над добычей без проведения мероприятий по ГРП. Однако на текущий момент не представляется возможным корректно оценить эффективность мероприятий ГРП в связи с невозможностью прогнозирования изменения обводненности, что связано с высокими значениями обводненности, полученными при запуске скважин возможно за счет вовлечения в добычу связанной воды нижних изолированных пропластков пласта Нх-І. Кроме этого, не до конца изучено влияние трещин ГРП на риски прорывов воды от нагнетательных скважин по причине еще не оконченного процесса формирования системы ППД и относительно небольших объемов закачки.

Данные по проведенным ГТМ на добывающем фонде с целью интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи пластов приведены в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Объемы выполненных методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи пластов

Пласт	РИР, изоляция притока пластовых вод		ГРП		Зарезка вторых стволов		Прочие методы (ИДН)	
	количество операций	дополнительная добыча нефти тыс.т	количество операций	дополнительная добыча нефти тыс.т	количество скважин	дополнительная добыча нефти тыс.т	количество операций	дополнительная добыча нефти тыс.т
Нх-I	0		2(7)	10.4	0			
Нх III-IV	0		0		1	2.2		
Як III-VII	6	7.5	0		0		23	315.1
Сд-IX	0		0		0		0	

## 2.5 Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта Як-III-VII

По состоянию на 01.01.2014 г. из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 47 501 (по проекту 46 797) тыс. т нефти (отклонение +1,5 % обусловлено более высокими стартовыми дебитами добывающих скважин, связанных с меньшей фактической расчлененностью продуктивного пласта) и 65 804 (по проекту 65106) тыс. т жидкости, что составляет 67,5 % от общей добычи нефти по месторождению – 70 407 тыс. т. Накопленная закачка воды составила 56158 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отбора закачкой – 49 %.

Годовой отбор от НИЗ составил 5,17 % (по проекту 5 %). Пробуренный фонд скважин 249 ед. соответствует проектному (249 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин ниже проектной и составляет 41,9 % (проект 43 %). Средний дебит нефти и жидкости равен 256,7 и 442,2 т/сут (проектный 232/408 т/сут).

Характер роста ВНФ пласта Як-III-VII обусловлен, в основном, эффектом конусообразования ввиду наличия водоносного горизонта.

Вывод: по объекту Як-III-VII выработка запасов идет равномерно, области не затронутые фильтрацией за счет геологических особенностей пласта вовлекаются в добычу при помощи скважин уплотняющего фонда.

### 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Основные объекты подверженные коррозионному воздействию.

Основные объекты подверженные воздействию коррозии на месторождении являются: УПСВ-Ю; УПСВ-С; ЦПС с головными сооружениями транспорта товарной нефти и товарного газа; кустовые площадки добывающих скважин, представлены на рисунке 3.1.

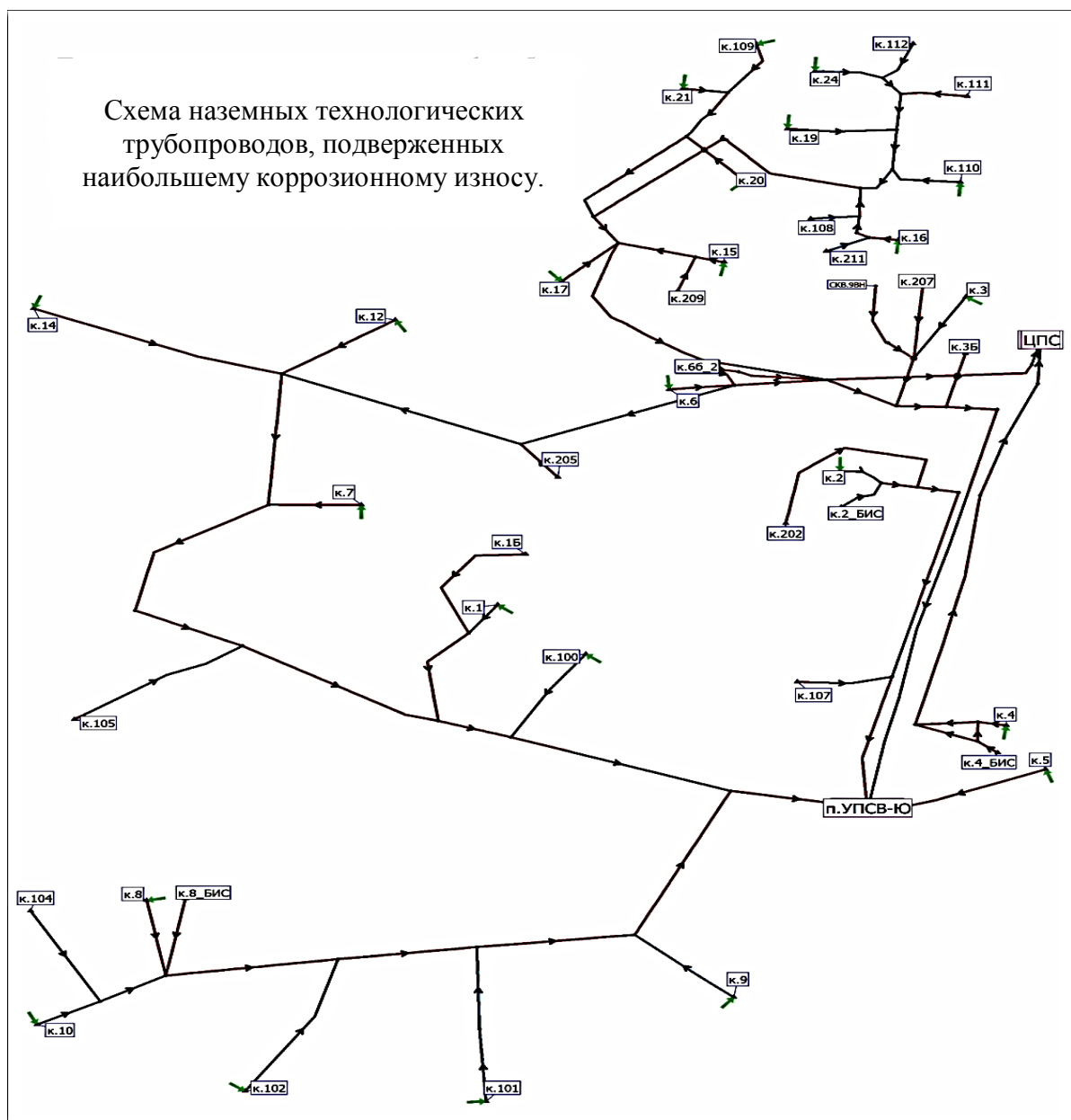


Рисунок 3.1 - Схема наземных технологических трубопроводов, подверженных наибольшему коррозионному износу.

### 3.2 Виды коррозионных разрушений

Коррозия, в зависимости от природы металла, агрессивной среды и других условий, приводит к различным видам разрушений. На рисунке 3.2 представлены разрезы через прокорродировавший образец металла, показывающие возможные изменения рельефа поверхности в результате коррозии.

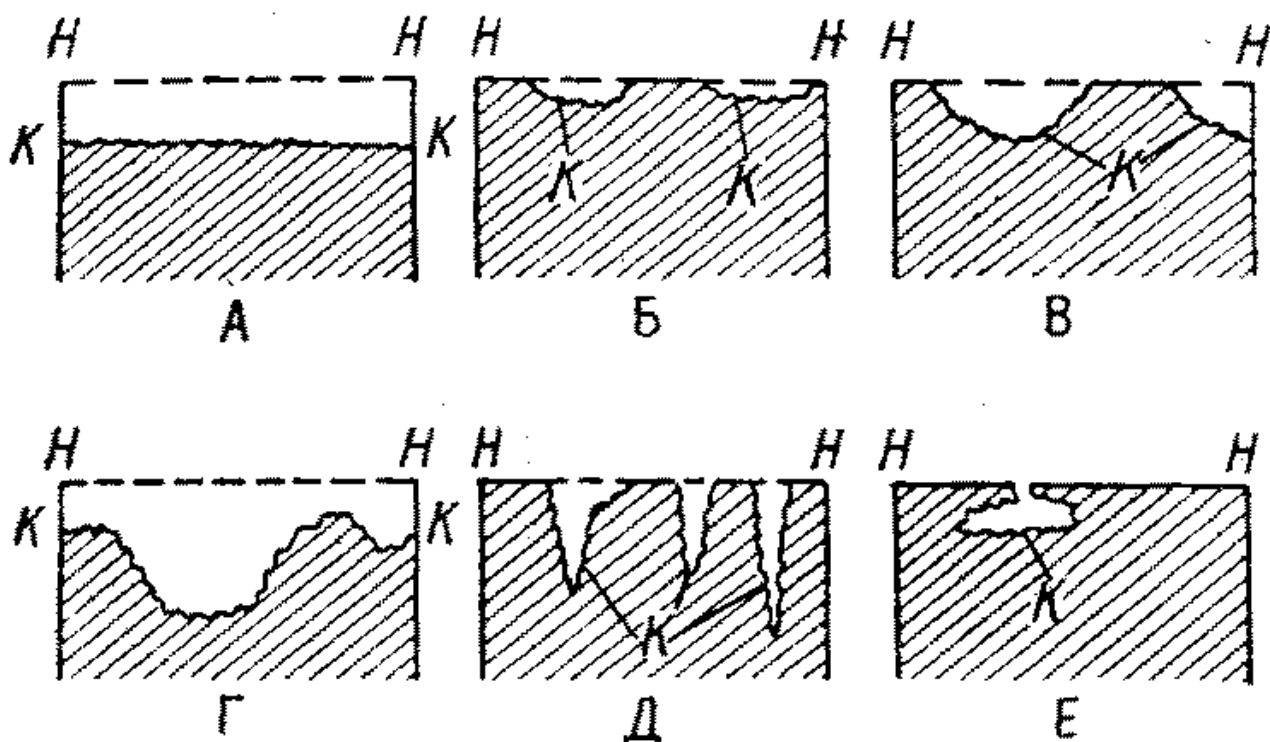


Рисунок 3.2 - Схематическое изображение различных видов коррозии:

А – равномерная коррозия; Б – коррозия пятнами; В, Г – коррозия язвами; Д – точечная коррозия (питтинг); Е – подповерхностная коррозия; НН – исходная поверхность металла; КК – рельеф поверхности, измененный вследствие коррозии.

Иногда коррозия протекает со скоростью, почти одинаковой по всей поверхности; в таком случае поверхность становится только немного более шероховатой, чем исходная (рисунок 3.2 А). Часто наблюдается различная скорость коррозии на отдельных участках: пятнами (рисунок 3.2 Б), язвами



(рисунок 3.2 В и Г). Если язвы имеют малое сечение, но относительно большую глубину, (рисунок 3.2 Д), то говорят о точечной коррозии (питтинг). В некоторых условиях небольшая язва распространяется вглубь и вширь под поверхностью (рисунок 3.2 Е).

Неравномерная коррозия значительно более опасна, чем равномерная. Неравномерная коррозия, при сравнительно небольшом количестве окисленного металла, вызывает большое уменьшение сечения в отдельных местах. Язвенная или точечная коррозия могут привести к образованию сквозных отверстий, например в листовом материале, при малой потере металла.

Приведенная классификация, конечно, условна. Возможны многочисленные формы разрушения, лежащие между характерными типами.



Рисунок 3.3 - Межкристаллитная коррозия.

Некоторые сплавы подвержены своеобразному виду коррозии, протекающей только по границам кристаллитов (рисунок 3.3), которые оказываются отделенными друг от друга тонким слоем продуктов коррозии (межкристаллитная коррозия). Здесь потери металла очень малы, но сплав теряет прочность. Это очень опасный вид коррозии, который нельзя обнаружить при наружном осмотре изделия.

Следует понимать, что в зависимости от преобладания того или иного вида коррозии применяют тот или другой датчик, со своим принципом действия.

### **3.3 Причины коррозии металлов**

Коррозия металлов в нефти (НП) имеет свои специфические особенности и в значительной мере определяется наличием в них *растворенной и свободной воды*. В реальных условиях хранения, транспортирования и применения нефтепродуктов происходит постоянное насыщение их водой и конденсация ее на металлических поверхностях. Содержание воды может колебаться в широких пределах: от 0,001 до 0,01% (масс.). Зависит от условий эксплуатации и климатических факторов [6]. Главным источником накопления воды является атмосферная влага, которая при изменении температуры нефти (нефтепродуктов) и стенок резервуаров, трубопроводов конденсируется на металлических поверхностях.

Конденсация паров воды происходит, как правило, в объеме нефти, а затем капли воды проникают через толщину или пленку к металлической поверхности. При этом в воде растворяются продукты окисления углеводородных и не углеводородных компонентов нефти. Кроме того, вода в силу своей высокой полярности может притягивать полярные малостабильные соединения, не растворяющиеся в воде, и транспортировать их к металлическим поверхностям. Таким образом, между металлом и нефтью (нефтепродуктом) практически всегда образуется водяная пленка, способствующая развитию электрохимических процессов коррозии.

*Растворенные газы* являются источником большинства проблем, связанных с коррозией в промышленных системах [8].

*Двуокись углерода*, растворяясь в воде, образует угольную кислоту, за счет чего понижается рН и увеличивается скорость коррозии.

Растворимость двуокиси углерода увеличивается с повышением давления, уменьшается с ростом температуры.

Системы с  $P(\text{CO}_2) \leq 0,02$  МПа считаются коррозионно-неопасными, при  $0,2 \geq P(\text{CO}_2) > 0,02$  – возможны средние скорости коррозии, а при  $P(\text{CO}_2) > 0,2$  МПа – среда является высококоррозивной [9].

**Сероводород** образует в воде слабую кислоту и обычно является причиной точечной коррозии. Образующийся продукт коррозии - сульфид железа черного цвета - способствует возникновению глубоких изъязвлений, поскольку сульфид железа играет роль катода в стали [10].

**Кислород** является причиной наиболее значительных коррозионных разрушений. Однако он весьма редко наблюдается в подземных водах. Проникновение кислорода происходит за счет нарушения герметичности оборудования, в частности у насосов или в местах соединения частей системы, что и приводит к кислородной коррозии. Кислород вызывает коррозию даже при сравнительно низких концентрациях, т. е. менее чем 0,05 мг/литр. Являясь сильным окислителем в процессе катодной реакции, кислород ускоряет процессы коррозии. Скорость коррозии будет зависеть от скорости диффузии кислорода к катоду. Чем выше скорость движения жидкостей в трубопроводе, тем выше скорость диффузии, а, следовательно, и скорость коррозии. Кислородная коррозия обычно принимает форму точечной коррозии [11].

**Минерализация воды.** Растворенные в воде соли являются электролитами, поэтому увеличение их концентрации до определенного предела повысит электропроводность среды и, следовательно, ускорит процесс коррозии в соответствии с рисунком 3.4.

Уменьшение скорости коррозии связано с тем, что:

- 1) уменьшается растворимость газов,  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$ , в воде;
- 2) возрастает вязкость воды, а, следовательно, затрудняется диффузия, подвод кислорода к поверхности трубы (к катодным участкам) [12].



Рисунок 3.4 – Зависимость скорости коррозии от минерализации воды

**Состав нефти и углеводородных газов.** Нефть практически не вызывает коррозию металла, так как является диэлектриком. При увеличении содержания воды проводимость и коррозионная агрессивность водонефтяной эмульсии возрастает.

С увеличением содержания в нефти нафтеновых кислот и асфальтенов скорость коррозии стали снижается. Характерное свойство асфальтенов – способность конденсироваться в адсорбционном слое на границе раздела фаз с образованием твердых, хорошо сцепленных с поверхностью и имеющих большую прочность пленок, что снижает контакт с водной фазой и скорость коррозии в двухфазной среде. Ряд неорганических примесей нефти коррозионно-активны ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{SO}_3$ ,  $\text{H}_2\text{O}_5$ ). По эффективности защитного действия углеводороды располагаются в ряд: непредельные > парафиновые > алициклические > ароматические. Анионы  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$  снижают защитное действие углеводородов.

Углеводородные газы, в том числе попутно-добываемые, как и нефть не вызывают интенсивную коррозию углеродистых сталей. Влияние их на коррозионный процесс связано с наличием в их составе углекислого газа и сероводорода, которые попадают в водную фазу при контакте ее с газом. Соотношение жидкой и газовой фазы влияет на структуру потока.

**Температура.** В замкнутых системах скорость коррозии увеличивается с ростом температуры. В открытых системах наблюдается начальный рост скорости коррозии, однако впоследствии она замедляется вследствие освобождения растворенных газов.

**Давление.** При увеличении давления увеличивается количество газов, переходящих в раствор, что в свою очередь способствует увеличению скорости коррозии.

**Скорость движения потока.** С увеличением скорости движения потока жидкости наблюдается ускорение процессов коррозии. При высокой скорости потока возникает коррозия типа эрозии, которая вызвана присутствием в потоке взвешенных твердых частиц, механически разрушающих защитную пленку ингибитора, после чего незащищенная сталь подвергается коррозионному разрушению. Сама сталь также может эродировать. Проблемы с таким видом коррозии становятся особенно серьезными на участках изгибов трубопровода. Коррозия, связанная с эрозией, часто принимает форму канавок по нижней составляющей трубопровода.

В застойных системах уровень общей коррозии низок, но здесь обостряется проблема точечной коррозии. На рисунке 3.5 приведена схема нефтесбора Ванкорского месторождения с распределением по скоростям потока.

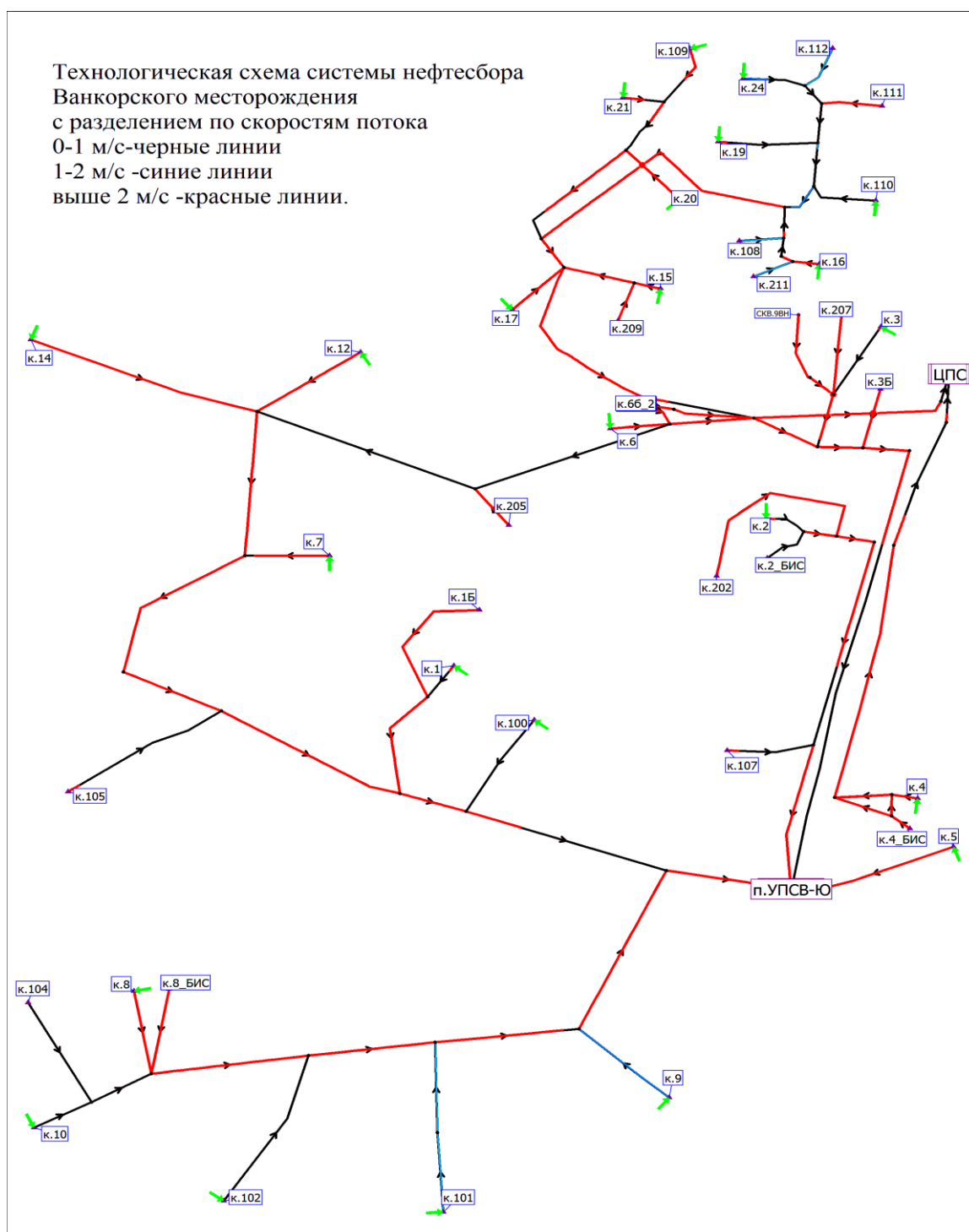


Рисунок 3.5 – Технологическая схема системы нефтесбора Ванкорского месторождения с разделением по скоростям потока.

В системах с высокой скоростью движения потока уровень коррозии будет возрастать даже при ингибировании жидкости. Для таких систем снижение скорости коррозии может быть достигнуто путем введения более высокой дозировки реагента. Даже если по трубопроводу транспортируется

одна и та же жидкость, при увеличении скорости потока потребуется увеличение дозировки реагента (рисунок 3.6).

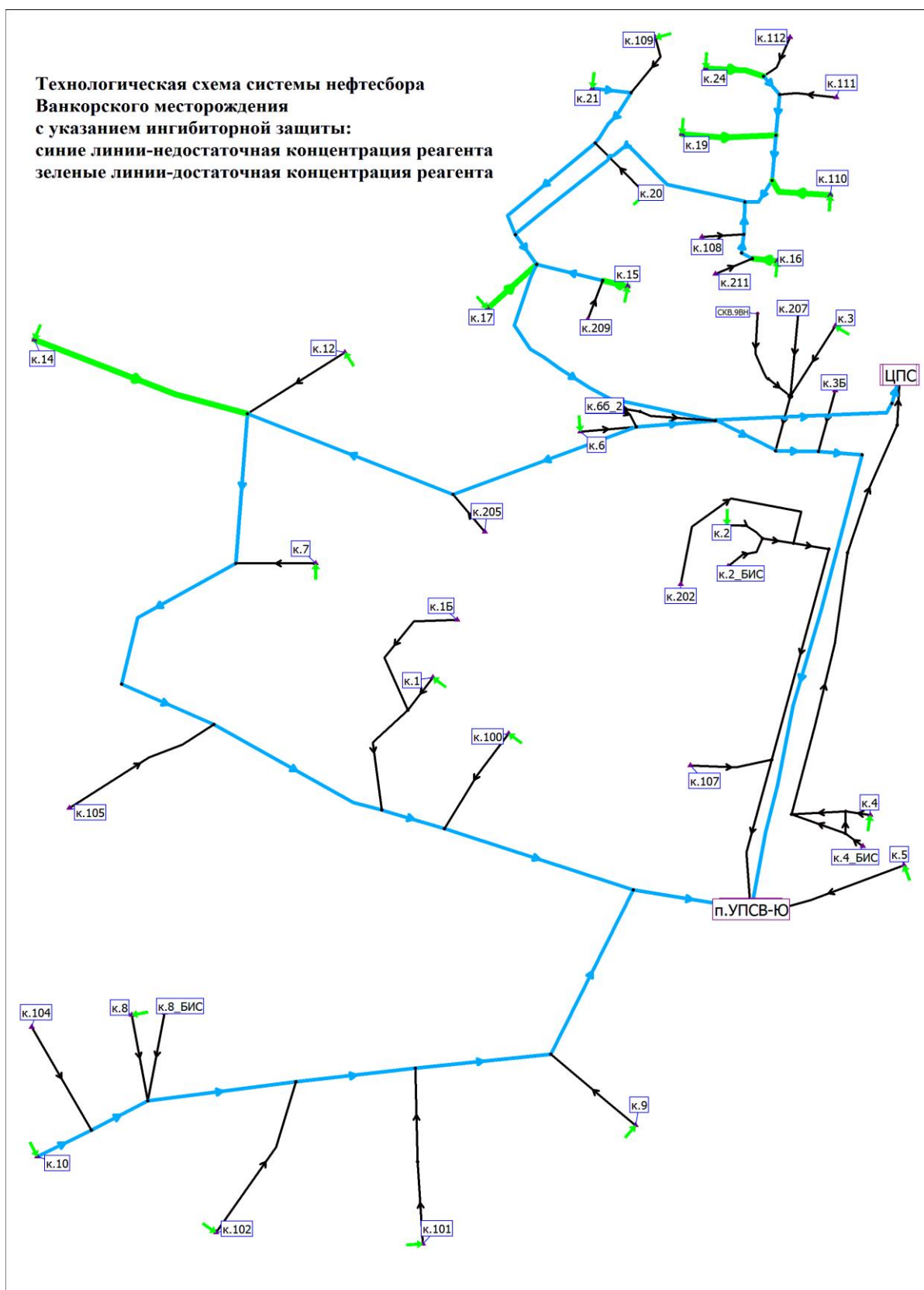


Рисунок 3.6 - Технологическая схема системы нефтесбора Ванкорского месторождения с указанием ингибиторной защиты.

Структура потока. Относительные скорости течения фаз (газа и жидкости) в газожидкостных смесях (ГЖС) в сочетании с их физическими свойствами (плотностью, вязкостью, поверхностным натяжением и т.д.), размерами и положением в пространстве трубопровода определяют формирующиеся в них структуры двухфазных (многофазных) потоков. Можно выделить семь основных структур: пузырьковая, пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная. Структуры представлены на рисунке 3.7.

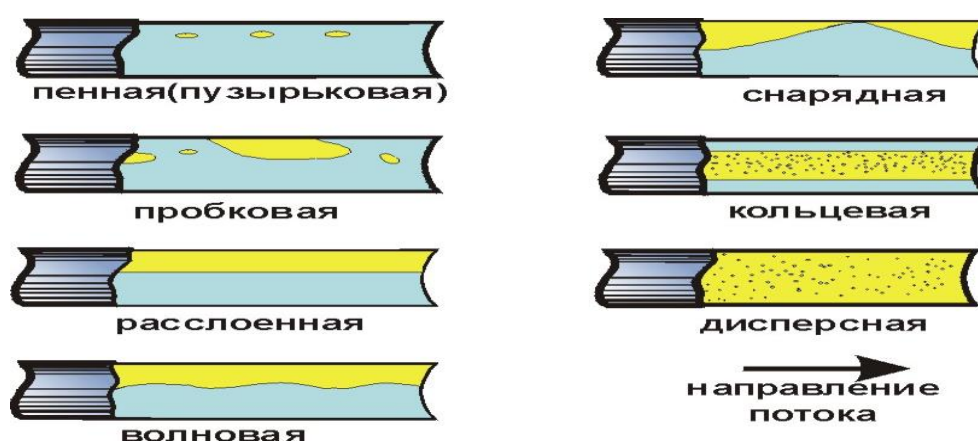


Рисунок 3.7 – Структуры ГЖС в горизонтальном трубопроводе

Каждая структура ГЖС влияет на характер коррозионного процесса.

Вопрос о связи коррозионных процессов в трубопроводах со структурами потоков, транспортируемых по ним ГЖС, всегда интересовал и продолжает интересовать специалистов по коррозии. Имеющаяся информация о связи структур течения ГЖС с коррозией является еще недостаточно полной.

Но, тем не менее известно, например, что кольцевая (дисперсно-кольцевая) структура ГЖС снижает интенсивность коррозии трубопровода; снарядная (пробково-диспергированная) может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы на восходящих участках трассы, а расслоенная (плавная расслоенная) – развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и



в, так называемых, "ловушках" жидкости (особенно при выделении соленой воды в отдельную фазу) [12].

***Состояние поверхности металла.*** Поверхность металла характеризуется чистотой, составом и физико-химическими свойствами отложений органического и неорганического происхождения (смолы, парафины, сульфиды или/и карбонаты). Они влияют на локализацию коррозии вследствие образования микро и макро гальванических пар, снижают эффективность ингибирования вследствие экранирования металлической поверхности.

***Коррозионно-активные микроорганизмы и продукты их жизнедеятельности.*** В биоценозе нефтепромысловых вод принимает участие широкий ряд микроорганизмов различных видов. К наносящим наиболее существенный ущерб относят следующие группы:

- углеводородокисляющие бактерии (УОБ),
- тионовые (сероокисляющие) бактерии (ТБ),
- сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ).

Участие микроорганизмов в коррозионном процессе сводится, как к воздействию продуктов их метаболизма (диоксида углерода, сероводорода, аммиака, органических и неорганических кислот) на металлические и неметаллические конструкции, образования макрогальванических пар, так и к интенсификации электрохимических реакций на поверхности корродируемого металла, что катализирует процессы электрохимической коррозии металла.

Сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), считаются основными возбудителями анаэробной коррозии в нефтяной промышленности. Наиболее вероятный механизм микробиологической коррозии в присутствии СВБ в настоящее время связывают со стимулирующим воздействием сероводорода, выделяемого СВБ в процессе жизнедеятельности, и сульфида железа на электрохимические реакции коррозионного процесса. В то же время не

отрицается и влияние деполяризирующего действия бактерий при удалении атомарного водорода с корродирующей поверхности металла.

Коррозия, протекающая в присутствии СВБ, характеризуется определёнными признаками. На металлической поверхности появляются коррозионные отложения в виде тёмной корки и рыхлых бугорков. Они состоят из сульфидов, карбонатов и гидратов окиси железа и включают многочисленные колонии СВБ. Под слоем отложений быстро развиваются коррозионные поражения в виде питтингов. Сквозная перфорация может происходить за несколько месяцев [13].

### **3.4 Необходимость и общее назначение мониторинга**

Основной задачей обеспечения целостности нефтепромысловых трубопроводов, по определению, является недопущение аварий в течение срока эксплуатации месторождения. Для уменьшения их влияния разрабатываются и реализуются различные антикоррозионные мероприятия. Если эти мероприятия правильно разработаны и регулярно выполняются, то их результативность выразится в безаварийной эксплуатации. Однако само по себе отсутствие аварий в течение какого-то, даже длительного, времени не может быть гарантией того, что мероприятия достаточно эффективны и коррозионные процессы идут достаточно медленно, чтобы трубопровод эксплуатировался в таком же безаварийном режиме весь заложенный проектом срок.

Для того, чтобы спрогнозировать результативность антикоррозионных мероприятий до того, как будут зафиксированы первые аварии, необходимы более оперативные меры по оценке их текущей эффективности.

Одним из принципиально возможных вариантов такой оценки служит регулярное диагностическое обследование состояния трубопроводов. Оно может проводиться различными методами, но, в конечном итоге, все методы сводятся к заключению о наличии дефектов, толщине стенки трубопровода и

его способности выдерживать рабочее давление в течение еще какого-то срока эксплуатации. Главный недостаток методов измерения толщины стенки заключается в том, что их точность недостаточно высока. Для того чтобы почувствовать существенно уменьшение толщины этими методами, может понадобиться довольно длительное время. Если в течение этого времени антикоррозионные мероприятия были недостаточно эффективны, то обследование констатирует как результат факт чрезмерного износа и возможную необходимость срочной остановки и замены трубопровода.

Для того чтобы результат антикоррозионных мероприятий был положительным необходимо иметь возможность при их выполнении не только прогнозировать состояние трубопровода, но и проактивно корректировать сами мероприятия до того, как возникнет реальная угроза целостности трубопровода.

Необходимость мониторинга коррозии и его место в общей стратегии управления целостностью трубопроводов иллюстрируется рисунком 3.8.

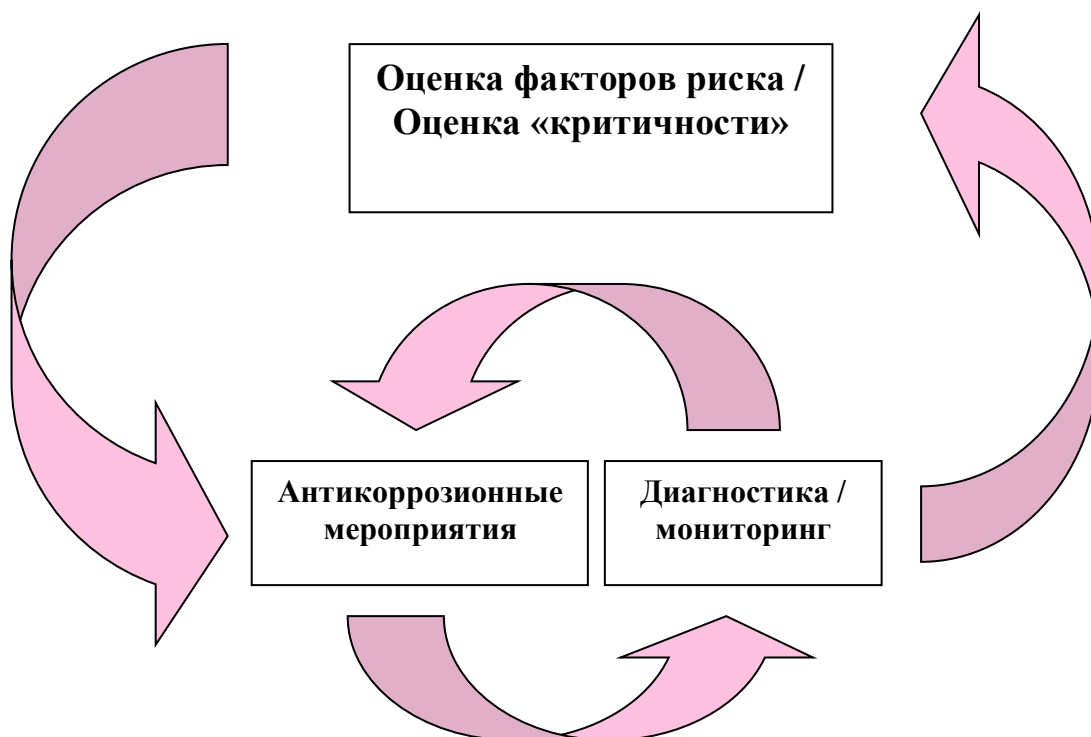


Рисунок 3.8. Схема взаимосвязи составляющих элементов стратегии управления целостностью трубопроводов.

Мониторинг коррозии промышленных трубопроводов имеет четыре основных назначения:

- обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводных систем;
- оптимизация программы технического обслуживания трубопроводов;
- оценка влияния на коррозию возможных изменений эксплуатационных режимов и нарушений технологических процессов транспорта жидкостей;
- оптимизация антикоррозионных мероприятий.

### **3.5 Методы мониторинга коррозии**

Многообразие факторов, влияющих на развитие коррозии, не позволяет рассчитывать на существование какого-то единственного универсального метода, применяя который можно дать прогноз целостности трубопровода и/или оценить эффективность проводимых мероприятий.

Все методы мониторинга образуют четыре основные группы:

- Диагностические – определение коррозионного износа металла трубопровода общепринятыми методами диагностических обследований;
- Методы измерения скорости коррозии углеродистых сталей и ее изменений во времени, основанные на показаниях датчиков, размещенных в среде, движущейся по трубопроводу;
- Оценка технологических и физико-химических параметров среды, характеризующих ее коррозионную активность, и изменений этих характеристик во времени;
- Анализ статистики отказов оборудования с целью выявления участков с максимальными рисками аварий и наиболее значимых факторов влияющих на аварийность трубопроводов.

Для продуктивности программы мониторинга необходимо, чтобы данные, получаемые методами всех перечисленных групп, были легко

доступными для совместного анализа. Это достигается доступом ко всем базам данных, содержащим нужную информацию, и наличием подходящего программного продукта, обеспечивающего достоверный корреляционный анализ.

### **3.6 Система мониторинга коррозии**

Структурной единицей системы коррозионного мониторинга является узел контроля коррозии. Выбор правильного места расположения УКК – ответственная операция, от правильности выполнения которой в очень высокой степени зависит адекватность получаемых результатов мониторинга и эффективность антикоррозионных мероприятий.

Основное условие, при котором происходит внутренняя коррозия промысловых трубопроводов из углеродистой стали – присутствие в добытых жидкостях воды с растворенными в ней  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{O}_2$ . Именно они придают воде агрессивные свойства и являются основными факторами риска. Степень агрессивности зависит от их концентрации, pH, минерализации воды, температуры, давления и ряда других технологических характеристик жидкости, например, от гидродинамического режима течения.

Главная цель ингибиторной защиты трубопроводов от коррозии состоит в торможении растворения металла под действием факторов риска за счет формирования на его поверхности защитной «пленки» ингибитора коррозии. Постоянное поддержание сплошности этой «пленки» также является необходимым условием эффективности ингибиторной защиты.

Для достижения высокой эффективности ингибиторной защиты необходимыми условиями являются правильно выбранный ингибитор и точное соблюдение технологии ингибирования.

Управление самим ингибированием (Технологией ингибиторной защиты). Мониторинг выявляет изменения в условиях эксплуатации, которые вызывают изменение скорости коррозии трубопровода, а также возникающие

отклонения в технологии ингибирования. Наличие этой информации дает возможность внести своевременные коррективы в технологию ингибирования (смена ингибитора, увеличение дозировки, увеличение частоты обработок, изменение точек закачки) до того, как возникшие условия приведут к потере целостности трубопровода.

### **3.7 Мониторинг коррозии**

Мониторинг скорости коррозии включает в себя техническое и эксплуатационное обслуживание узлов контроля.

Целью технического обслуживания является поддержание узлов контроля в работоспособном состоянии. Основные операции по техническому обслуживанию узлов контроля:

- тестирование технических средств измерения;
- комплектация и паспортизация технических средств измерения;
- ревизия и ремонт узлов контроля коррозии и измерительных устройств.

В процессе эксплуатационного обслуживания выполняются следующие операции, предназначенные для сбора, накопления информации, ее переработки, хранения и использования:

- отбор проб жидкости из трубопровода и их анализ;
- установка и извлечение образцов-свидетелей на узлах контроля коррозии;
- установка и извлечение датчиков скорости коррозии;
- проведение замеров с помощью приборов коррозионного контроля;
- считывание информации с измерительных приборов;
- формирование отчетов

Выполнение этих операций, собственно, и представляют собой эксплуатацию системы мониторинга коррозии.

Все перечисленные операции должны проводиться в соответствии с графиками проведения работ. Факт исполнения и первичные результаты всех операций должны документироваться в соответствии с требованиями по регламенту мониторинга коррозии.

### **3.8 Регламент мониторинга коррозии**

Практически на данной стадии проектирования системы мониторинга коррозии собирается достаточное количество информации для того, чтобы сформировать «Регламент мониторинга коррозии трубопроводной системы».

Регламент мониторинга коррозии является обязательным документом. Он должен содержать в себе следующие разделы:

- Описание назначения и конфигурации трубопроводной системы.
- Технологическая схема и технологические параметры трубопроводной системы.
- Гидравлический и коррозионный расчеты.
- Статистика аварийности и данные диагностических обследований с привязкой к технологической схеме.
- Требования к ингибиторной защите — технология, места закачки, уровень доступности ингибитора коррозии.
- Определение цели и ключевых параметров мониторинга.
- Определение опасных участков — мест мониторинга коррозии.
- Выбор методов измерения, исполнения и чувствительности приборов.
- Паспортизация системы мониторинга.
- Определение частоты измерений и составление графиков исполнения операций.
- Установление перечня показателей для управления процессом мониторинга.

После составления и утверждения регламента определяются лица, ответственные за его выполнение и устанавливаются срок, в течение которого этот регламент должен быть веден в действие.

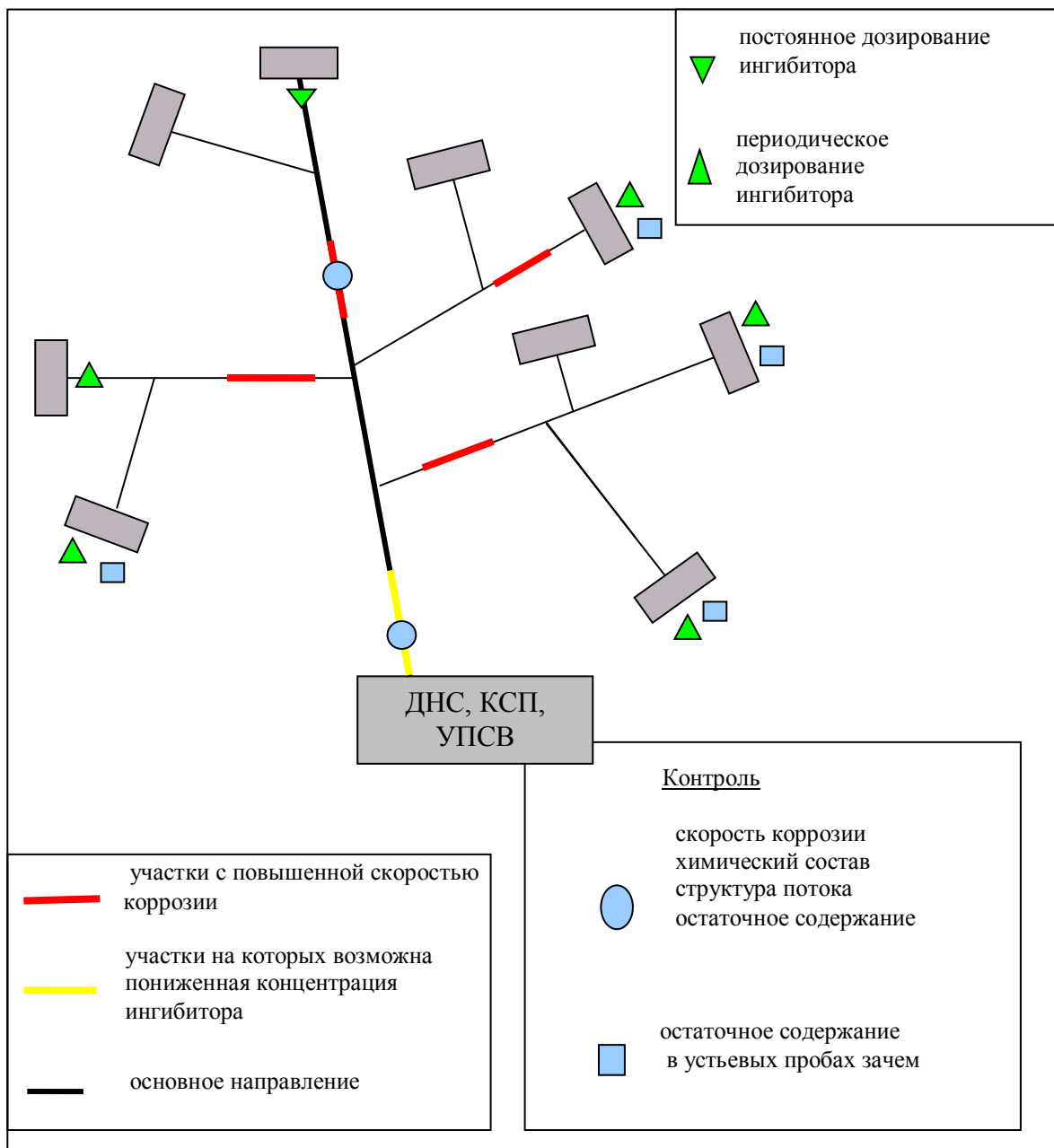


Рисунок 3.9. Схема ингибирования и мониторинга нефтегазопроводов.

### 3.9 Применение коррозионного мониторинга на Ванкорском нефтегазовом месторождении



### **3.9.1 Методы контроля коррозии и средства измерения**

Для мониторинга коррозии трубопроводных систем АО «Ванкорнефть» были выбраны четыре основных метода, краткое описание и периодичность замеров по которым представлена ниже.

**1. Метод электросопротивления** (в зарубежной терминологии Electrical Resistance - ER) основан на изменении электрического сопротивления чувствительного элемента, выполненного из исследуемого металла, экспонирующегося в рабочей среде. По мере коррозии толщина чувствительного элемента уменьшается и увеличивается его омическое сопротивление. Это изменение фиксируется измерительным прибором по отношению к аналогичному элементу, защищенному от коррозии. При обработке результатов показания прибора пересчитываются в единицы скорости коррозии. Измерения скорости коррозии углеродистых сталей и ее изменений во времени, основаны на показаниях датчиков ER (электрического сопротивления), размещенных в среде, движущейся по трубопроводу. На месторождении АО «Ванкорнефть» для этих целей используется оборудование Microcor производства Rohrbach Cosasco Systems (США). Показания с приборов снимаются 4 раза в месяц.

**2. Ультразвуковой метод**, основан на применении стационарных ультразвуковых датчиков с высокой чувствительностью. На Ванкорском месторождении используется оборудование Rohrbach Cosasco Systems (Ultracorr). Датчик устанавливается на нижнюю образующую и обеспечивает высокоточный замер толщины стенки и температуры трубопровода. Показания снимаются 4 раза в месяц.

**3. Оценка технологических и физико-химических параметров среды**, характеризующих ее коррозионную активность, и изменений этих характеристик во времени. Отбор проб водонефтяной эмульсии для определения остаточного содержания ингибитора коррозии – 3 раза в месяц; Отбор проб водонефтяной эмульсии для проведения 6-ти компонентного

анализа (включая определение концентрации ионов железа в попутно добываемой жидкости) – 1 раз в месяц.

**4. Гравиметрический метод**, сущность которого заключается в экспозиции в коррозионной среде образцов свидетелей коррозии металла (далее ОСК), изготовленных с соблюдением определенных требований, с последующим определением убыли массы образцов и глубин местных коррозионных поражений. Смена ОСК и анализ данных проводится 1 раз в месяц.

**Более подробная информация, общие сведения для всех перечисленных методов, принципы действия каждого из методов мониторинга, представлены в приложениях 1, 2, 3 и 4.**

Структурной единицей системы коррозионного мониторинга является узел контроля коррозии (УКК) – место на трубопроводе, оборудованное соответствующими техническими средствами замера скорости коррозии и отбора проб для анализа транспортируемой продукции (рисунок 3.10).

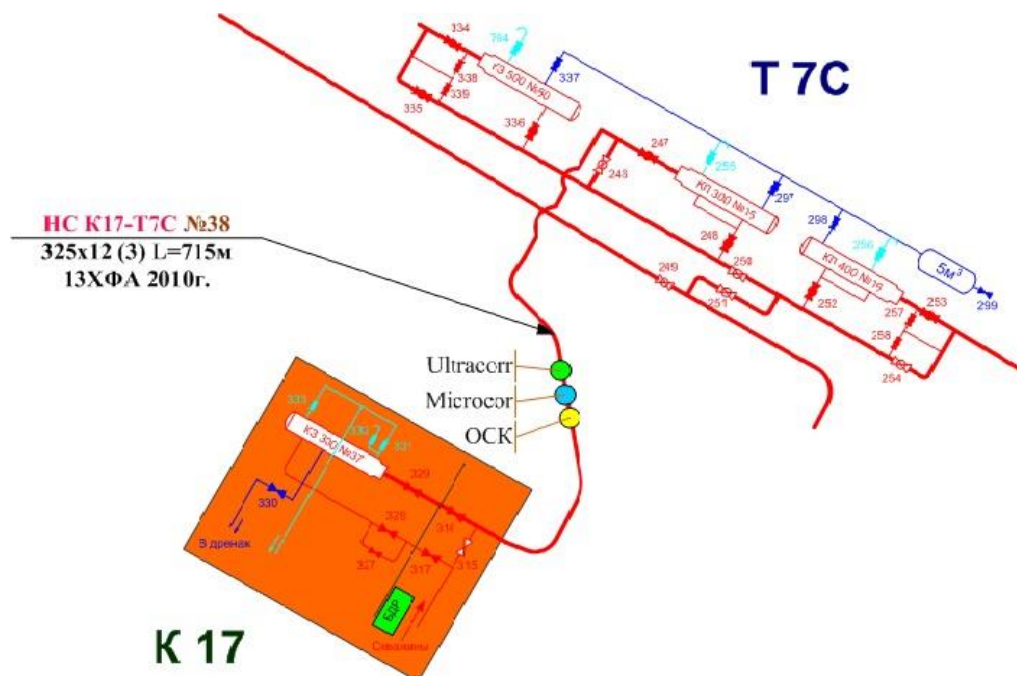


Рисунок 3.10 - Технологическая схема расположения УКК

Регулярное, четкое выполнение мероприятий по мониторингу коррозии позволяет выявить возникающие отклонения в технологии ингибирования, которые вызывают изменение скорости коррозии трубопровода. Полученная информация дает возможность вносить своевременные коррективы в технологию ингибирования до того, как возникшие условия приведут к потере целостности трубопровода.

### 3.9.2 Гравиметрический метод

В ежемесячное обслуживание каждого узла контроля коррозии, кроме установки и снятия ОСК, входит отбор проб 3 раза в месяц для определения ОСИ, проведение послойного анализа потока рабочей среды, отбор проб и проведение 6-ти компонентного анализа, включая определение ионов железа 1 раз в месяц. На рисунке 3.9 показаны участки трубопроводов контролируемых гравиметрическим методом, образцы свидетели показаны на рисунке 3.14.

Для оценки коррозионной агрессивности среды по отношению к металлу образцов используют:

- среднюю скорость проникновения коррозии ( $\Pi$ , мм/год);
- максимальную скорость проникновения местной коррозии ( $\Pi_{\max}$ , мм/год).

Показатели коррозии определяются по формулам:

$$\Pi = 8760 \frac{(m_0 - m_1)}{std}, \quad [\text{мм/год}], \quad (3.1)$$

$$\Pi_{\max} = 8760 \frac{h}{t}, \quad [\text{мм/год}], \quad (3.2)$$

где

$m_0, m_1$  – массы образца до и после испытания, г;

8760 – количество часов в году;

$s$  – площадь поверхности образца,  $m^2$ ;

$t$  – время экспозиции, ч;

$d$  – плотность металла,  $kg/m^3$ ;

$h$  – максимальная глубина коррозионных повреждений, мм.

Коррозионную агрессивность среды оценивают по максимальному значению показателей коррозии.

Рекомендуемая продолжительность экспозиции образцов: 1 мес.

Преимущества метода:

- Метод применим в любых по электрической проводимости средах;
- Метод позволяет выявить наличие местной (язвенной, питтинговой) коррозии и оценить ее среднюю скорость;
- Образцы могут быть использованы для оценки возможности отложения солей и колонизации металлической поверхности СВБ.

Таблица 3.1 - Результаты гравиметрического контроля

Дата установки	Дата снятия	Время экспозиции, сут.	M1, гр	M2, гр	M1*,гр	M2*,гр	$\Delta M1$ , гр	$\Delta M2$ , гр	K1, мм/год	K2, мм/год	Kср.
15 ноя	8 дек	23	11,4825	11,4911	11,4713	11,4777	0,0112	0,0134	0,0116	0,0139	0,0128
Примечание:											

Образец – 1 № 14

Образец – 2 № 26

### 3.9.3 Система мониторинга коррозии MICROCOR

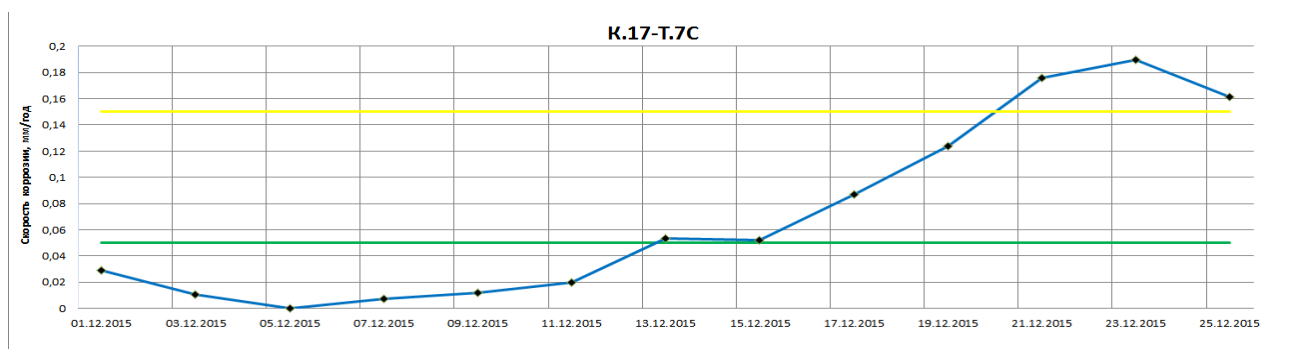
В месячное обслуживание одного узла контроля коррозии «MICROCOR» входит интерпретация предоставленных данных 4 раза в месяц. Техническое обслуживание данного оборудования производится 1 раз в месяц. Узел контроля коррозии состоит из зонда и системы регистрации данных. Зонд устанавливается в трубопровод без остановки технологического процесса. Показания переносятся на компьютер с

помощью специального портативного прибора. Система позволяет оперативно измерять скорость коррозии в любой среде в электропроводящих и электронепроводящих жидкостях, газах, однофазных и многофазных потоках.

Отличительные характеристики системы MICROCOR:

- скорость реагирования системы быстрее, по сравнению с традиционными системами, использующими методом электрического сопротивления (ЭС);
- высокая чувствительность;
- позволяет производить мониторинг процесса коррозии в режиме реального времени (онлайн-мониторинг);
- допускает использование любой коррозионной среды, в отличие от метода ц сопротивления линейной поляризации;
- способность работать в условиях высоких температур и давлений;
- осуществляет оперативное получение и регистрацию данных на ПК. Обработка данных не требует привлечения дополнительного персонала и занимает несколько минут;
- система сертифицирована для применения во взрывоопасной среде.

Динамика изменения скорости коррозии по данным системы MICROCOR показана на рисунке 3.12.



- сильноагрессивная среда; - среднеагрессивная среда; - неагрессивная среда

Рисунок 3.12 - Динамика изменения скорости коррозии по данным системы MICROCOR



Рисунок 3.11 – Схема размещения системы MICROCOR на трубопроводе

### 3.9.4 Отчет о работе Узлов Контроля Коррозии

В данном разделе приведены результаты коррозионного мониторинга по каждому направлению трубопроводов, на которых установлены УКК, отражены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты узлов контроля коррозии установленных на трубопроводах

Диаметр трубопровода:	325 мм
Толщина стенки:	12 мм
Год ввода в эксплуатацию:	2010
Протяженность:	715 м
Марка ингибитора коррозии:	Сонкор 9020*
Рабочая концентрация ингибитора коррозии в транспортируемой жидкости мг/л,	25,0
Максимальная скорость коррозии по результатам гравиметрического контроля:	0,0139 мм/год
Минимальная скорость коррозии по результатам гравиметрического контроля:	0,0116 мм/год
Средняя скорость коррозии по результатам гравиметрического контроля:	0,0128 мм/год
Средняя концентрация ингибитора коррозии по результатам анализа отобранных проб:	2,4 мг/л

Минимальная толщина стенки по результатам измерения по данным системы ULTRACORR	11,64 мм
Скорость коррозии по результатам измерений по данным системы ULTRACORR за весь период, мм/год	0,08 мм/год
Скорость коррозии по результатам измерений по данным системы ULTRACORR за отчетный период, мм/год	0,21 мм/год
Максимальная скорость коррозии по результатам измерения по данным системы MICROCOR	0,1897 мм/год
Средняя скорость коррозии по результатам измерения по данным системы MICROCOR	0,0709 мм/год
Расход смеси, м³/сут	10224
Обводненность транспортируемой жидкости, %	67
Скорость потока транспортируемой жидкости, м/с	2,8
Режим течения:	расслоенный

\*с 01.12.2015 года запуск ингибитора Сонкор 9020.

Расчет скорости коррозии по результатам метода ER (MICROCOR) производился на основе обработки данных по измерению толщины металла электродов прикладываемой к прибору программой Microcor Tools.

Расчет скорости коррозии (СК) по результатам измерения толщины стенки по данным системы ULTRACORR производится по формуле:

$$[СК] = \frac{\delta_1 - \delta\phi}{\tau\phi}, \text{ мм/год} \quad (3.3)$$

где

$\delta_1$  - начальная толщина стенки по показаниям ULTRACORR, мм;

$\delta\phi$  - остаточная (минимальная) толщина стенки трубопровода, по результатам измерения по данным системы ULTRACORR, мм;

$\tau\phi$  - продолжительность срока эксплуатации трубопровода на момент проведения измерений, лет.

Ниже приведены результаты работ по коррозионному мониторингу куста № 17 – точка 7С (рисунок 3.13; рисунок 3.14.; рисунок 3.15; таблица 3.3; таблица 3.4; таблица 3.5; таблица 3.6)

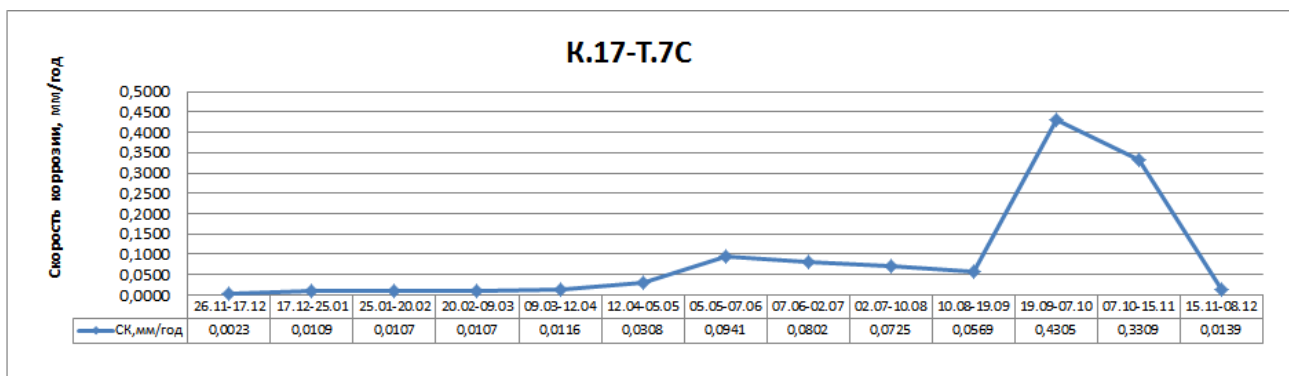


Рисунок 3.13 - Динамика изменения скорости коррозии



Рисунок 3.14 – Образцы свидетели после экспозиции в агрессивной среде  
образец – 1 № 14; образец – 2 № 26

Таблица 3.3 - Результаты определения локальной скорости коррозии при визуальном осмотре

Результаты визуального осмотра	Результаты определения локальной скорости коррозии	
Результаты после экспозиции	Глубина поражения в мм	Расчётная скорость локальной коррозии, мм/год
Образцы чистые, без коррозионных повреждений	-	-

### Анализ водной фазы

Таблица 3.4 - Результаты остаточного содержания ингибитора коррозии

Показатель концентрации мг/л	Дата		
	02 декабря	08 декабря	14 декабря
	2,8	1,7	2,7
Примечание:	*с 01.12.2015 года запуск ингибитора Сонкор 9020		



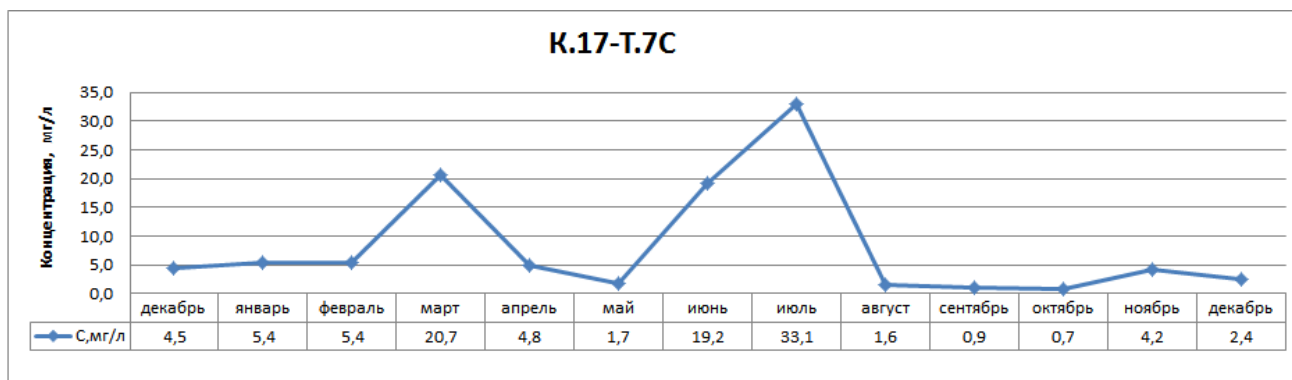


Рисунок 3.15 – Динамика изменения ингибитора коррозии

Таблица 3.5 - Результаты химического состава водной фазы

Дата отбора	pH	Ca <sup>2+</sup> , мг/л	Mg, мг/л	Na <sup>++</sup> K <sup>+</sup> , мг/л	Cl <sup>-</sup> , мг/л	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/л	Fe Общ, мг/л	Общ. Минерализация, г/л
14.12.2015	7,52	531	81	5563	9124	794	1,3	15,44
Примечание:								

Таблица 3.6 - Характеристика потока в трубопроводе

Дата	Скорость потока, м/сек	отбор проб на расстоянии (мм) от нижней образующей ТП						
		0	50	100	150	200	250	301
08.12.2015	2,8	вода	эмульсия	эмульсия	эмульсия	эмульсия	эмульсия	газ
Режим течения:		расслоенный						

### 3.9.5 Система мониторинга коррозии ULTRACORR

Дополнительно Исполнитель производит определение скорости коррозии по системе ULTRACORR за отчетный период, принимая минимальные значения толщины стенки за предыдущий и текущий отчетные периоды.



Рисунок 3.16 – Схема размещения системы ULTRACORR на трубопроводе

Система рассчитана на непрерывное функционирование в течение многих лет, не требуя замены и какого-либо обслуживания. ULTRACORR предназначен для контроля коррозии в тех местах, где доступ к точке исследования затруднен. Основными составляющими системы являются перманентно прикрепляемые к трубопроводу датчики с кабелем до 100 м и портативный прибор для считывания данных. Для оценки коррозии трубопровода показания датчика необходимо снимать каждые 3-6 месяцев. Помимо подземного фонда трубопроводов систему ULTRACORR также применяют для контроля толщины стенки на отводах, Т-образных секциях, местах застоя воды и других критических точках.

*Отличительные характеристики системы ULTRACORR:*

- датчики неразрушающего контроля, установленные на трубопроводе, не требуют замены;
- высокочувствительное измерение скорости коррозии позволяет получить данные в течение нескольких недель;
- возможность прямой оценки внутренней коррозии;
- возможность измерения эрозии;
- идеальное соответствие РД 39-132-34;
- программное обеспечение с возможностью хранения данных и экспорта данных на внешний ПК.

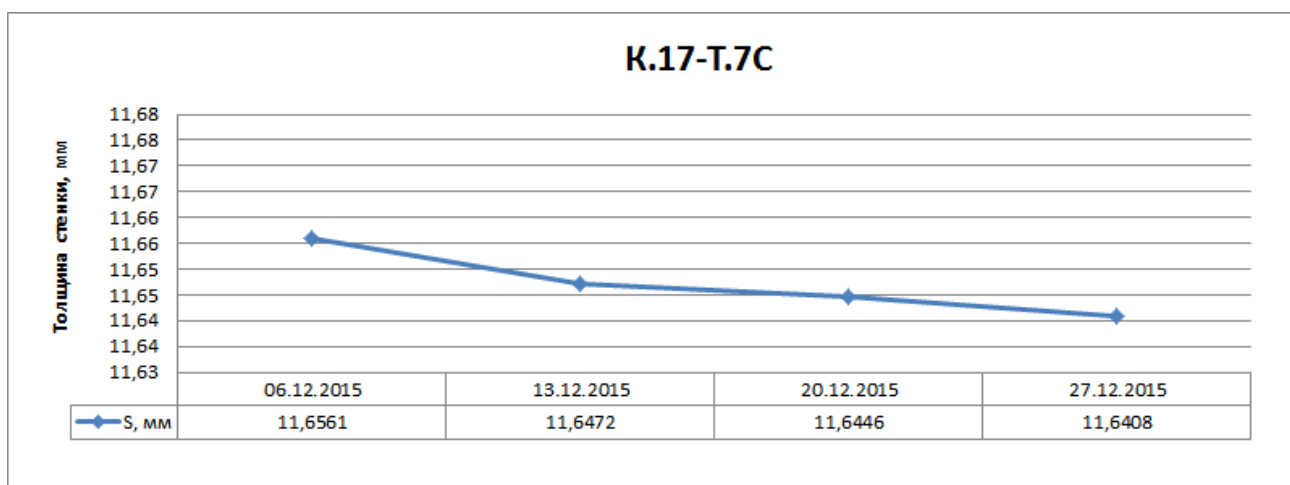


Рисунок 3.17 - Динамика изменения толщины стенки по данным системы ULTRACORR

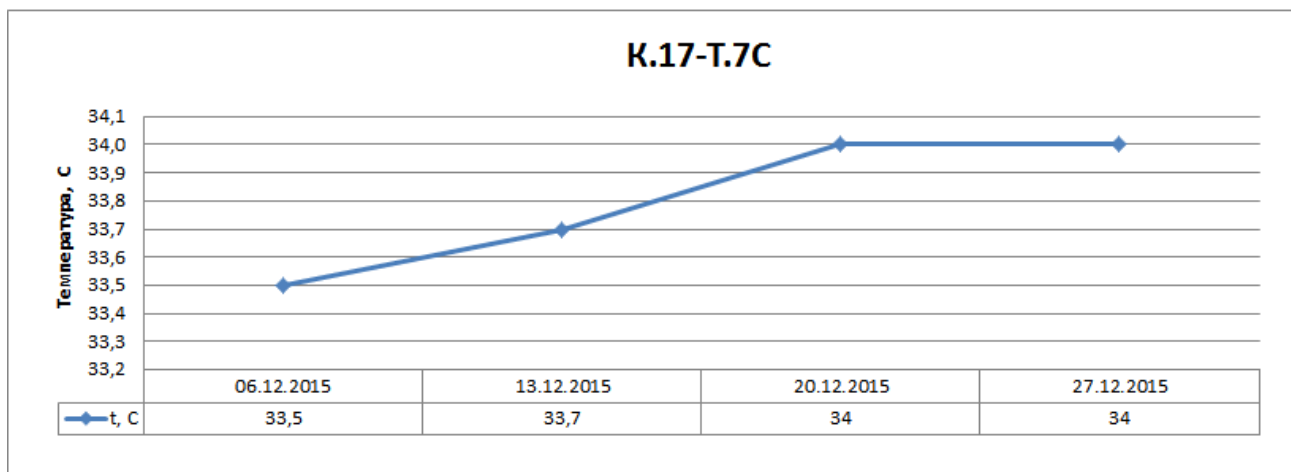


Рисунок 3.18 - Динамика изменения температуры по данным системы  
ULTRACORR

### 3.9.6. Оценка результатов Систем мониторинга коррозии

На УКК «К.17-Т.7С» с 01.12.2015 года запуск ингибитора Сонкор 9020. Транспортируемая среда отнесена к «слабоагрессивной» переход из «неагрессивной» по системе Microcor, где средняя скорость коррозии составила – 0,0709 мм/год. По гравиметрическому методу отнесена к «неагрессивной», переход из «среднеагрессивной», максимальная скорость коррозии составила 0,0139 мм/год. По системе Ultracorr скорость коррозии за весь период составила – 0,08 мм/год, среда «слабоагрессивная»; за отчетный период скорость коррозии 0,21 мм/год, транспортируемая среда является «среднеагрессивной», переход из «слабоагрессивной». В Отчетный период зафиксировано уменьшение толщины стенки со значения 11,66 мм (06.12.2015) до 11,64 мм (27.12.2015). Рекомендуется продолжить ингибиторную защиту данного направления и в случае получения повторно высоких скоростей коррозии по системе ULTRACORR увеличить подачу реагента первоначально до 30 мг/л.

Коррозионную агрессивность среды по отношению к металлу образцов-свидетелей оценивают качественно в соответствии с таблицей 3.7. Результаты оценки используют для ранжирования трубопроводов по степени агрессивности сред.

Таблица 3.7 – Рекомендуемые параметры для оценки агрессивности среды.

Степень агрессивности среды	Скорость коррозии за 1 мес., мм/год	
	Средняя по убыли массы ( $СК_{ср}$ )	Максимальная по глубине язв ( $СК_{max}$ )
Неагрессивная	до 0,05	до 0,2
Слабоагрессивная	Св. 0,05 до 0,15	Св. 0,2 до 0,5
Среднеагрессивная	Св. 0,15 до 0,4	Св. 0,5 до 1,5
Сильноагрессивная	Св. 0,4	Св. 1,5

По данным, полученным за текущий период, по результатам гравиметрического контроля выявлены значительные скорости коррозии на других участках трубопроводов, не отраженных в данном реферате. По результатам испытаний гравиметрического контроля, были выявлены следующие значения скорости коррозии:

- в направлении «к.101-т.15» - 0,4067 мм/год транспортируемая среда отнесена к «сильноагрессивной», «т.8-УПСВ-ЮГ» - 0,1754 мм/год, «к.6Бис-т.2С» - 0,2525 мм/год транспортируемая среда отнесена к «среднеагрессивной».

Ранжирование трубопроводов по коррозионной агрессивности перекачиваемых сред проведено в соответствии с таблицей 3.2.1 «Рекомендуемые параметры для оценки агрессивности среды».

По результатам ранжирования по скорости коррозии контролируемых системой MICROCOR высокое значение средней скорости коррозии выявлено на участке «к.101-т.15» - 0,2271 мм/год, «к.14-т.1» (повторно) – 0,7364 мм/год, «к.102-т.16» (повторно) - 0,4239 мм/год.

На остальных объектах среда отнесена к «неагрессивной» или «слабоагрессивной».

Проведенные анализы на 6-ти компонентный состав пластовой воды показывают содержание растворенного железа от 0,4 мг/л до 3,4 мг/л, что,

косвенно, свидетельствует о незначительном коррозионном воздействии попутно-добываемой жидкости.

**На основании вышеизложенного, необходимо применять ингибирование внутрипромысловых нефтепроводов.**

### **3.9.7 Выводы и предложения по методам защиты и дозировкам ингибиторов коррозии**

Несмотря на большие возможности, которыми располагает современная техника защиты металлов, расходы, связанные с коррозией металлических изделий, конструкций и оборудования весьма велики.

Ежегодные затраты на защиту от коррозии оборудования из стали достигают примерно 20% стоимости вновь изготовленных сооружений и тенденция роста этих затрат не уменьшается. Поэтому разработка мероприятий, направленных на повышение коррозионной стойкости металлов и изделий из них, является весьма актуальной задачей.

В настоящее время ингибирование внутрипромысловых нефтепроводов является основным методом защиты от внутренней коррозии. Так, например, в нефтяных компаниях, разрабатывающих нефтяные месторождения в Красноярском крае, доля трубопроводов, защищаемых от внутренней коррозии при помощи ингибиторов, достигает 50% и более, и проводятся испытания для выявления эффективности ингибиторов коррозии средствами коррозионного мониторинга.

Способом оценки коррозионного состояния оборудования и эффективность ингибиторов коррозии, является коррозионный мониторинг - система наблюдений за целостностью оборудования, трубопроводов и прогнозирования коррозионного состояния объекта, его сроков службы с целью получения своевременной информации о возможных коррозионных отказах, являясь важной составной частью инфраструктуры месторождения.

Однако недостаточное совершенство методик лабораторного тестирования, опытно-промышленных испытаний (ОПИ) и выбранных

методов коррозионного мониторинга приводит к тому, что, несмотря на широкое применение, ингибиторная защита не является гарантом отсутствия аварий и инцидентов, связанных с разгерметизацией трубопроводов из-за сквозной внутренней коррозии.

Главная цель ингибиторной защиты трубопроводов от коррозии состоит в торможении растворения металла под действием факторов риска за счет формирования на его поверхности защитной «пленки» ингибитора коррозии. Постоянное поддержание сплошности этой «пленки» также является необходимым условием эффективности ингибиторной защиты.

Для достижения высокой эффективности ингибиторной защиты необходимыми условиями являются правильно выбранный ингибитор и точное соблюдение технологии ингибирования.

В соответствии с указанными целями и условиями эффективности ингибиторной защиты главными целями мониторинга коррозии при ингибировании являются:

- Подтверждение эффективности ингибирования. Мониторинг подтверждает, что в результате ингибирования скорость коррозии трубопроводов остается на приемлемо низком уровне и не представляет угрозы целостности трубопровода.
- Управление самим ингибированием (Технологией ингибиторной защиты). Мониторинг выявляет изменения в условиях эксплуатации, которые вызывают изменение скорости коррозии трубопровода, а также возникающие отклонения в технологии ингибирования. Наличие этой информации дает возможность внести своевременные коррективы в технологию ингибирования (смена ингибитора, увеличение дозировки, увеличение частоты обработок, изменение точек закачки) до того, как возникшие условия приведут к потере целостности трубопровода.

Ингибиторы коррозии защищают металлическое оборудование за счет

создания адсорбционной барьерной пленки на поверхности металла. Прочность хемосорбционной пленки зависит от множества факторов, в том числе: от скорости ГЖС, физико-химических характеристик ГЖС, обводненности, газового фактора, наличия мехпримесей и т. д. Хемосорбционная барьерная пленка эффективных ингибиторов способна выдерживать большие напряжения сдвига, соответствующие линейной скорости транспортируемой среды до 5-10 м/с. Однако присутствие в среде твердых взвешенных частиц-веществ (ТВВ) может привести к частичному или полному разрушению барьерной пленки. Абразивное воздействие ТВВ зависит от их твердости и режима ГЖС.

Проведенными в 2014 году лабораторными исследованиями было показано, что эффективность ингибиторов коррозии в дозировке 30 мг/л при испытании в модели попутно-добываемой воды с содержанием твердых взвешенных частиц 100 мг/л не превышает значений 72 – 76 %. Требуемый защитный эффект ( $\geq 90\%$ ) от применения ингибиторов коррозии при защите погружного оборудования скважин, в продукции которых содержатся твердые взвешенные частицы, достигается только при дозировке 50 мг/л и более (таблица 3.8).

Таблица 3.8 – Защитный эффект ингибиторов коррозии при различных дозировках в отсутствии и при наличии ТВВ

Реагент	Температура 60 °С		
	Защитный эффект при дозировке 30 мг/л без ТВВ, %	Защитный эффект при дозировке 40 мг/л с ТВВ, %	Защитный эффект при дозировке 50 мг/л с ТВВ, %
Сонкор 9011	94	83	90
Азол 5030В	93	82	90
Кватрамин 1020	98	77	82

Далее, с учетом полученных лабораторных данных, проведен расчет индивидуальных дозровок ингибиторов коррозии для трубопроводов и скважин коррозионного фонда в зависимости от скорости ГЖС и обводненности продукции при КВЧ = 100 мг/л. Данные расчета

представлены в таблицах 3.9 и 3.10. В последних столбцах таблиц указана необходимая дозировка для обеспечения скорости коррозии 0.1 мм/год

На основании определенных дозировок представлен расчет потребности в ингибиторах для защиты трубопроводов и скважин коррозионного фонда.

Представлен расчет потребности в ингибиторах коррозии Кватрамин 1020 и Азол 5030В по технологии постоянного дозирования реагента в трубопроводы и скважины коррозионного фонда.

Таблица 3.9 - Скорости коррозии НКТ для скважин коррозионного фонда ЗАО «Ванкорнефть» при дозировке ингибитора Кватрамин 1020

№ скважины	Расчетная скорость газожидкостного потока, м/с	Скорость коррозии, мм/год			Необходимая дозировка для обеспечения скорости коррозии 0.1 мм/год
		при дозировке ингибитора Кватрамин 1020 - 50 мг/л	при дозировке ингибитора Кватрамин 1020 - 70 мг/л	при дозировке ингибитора Кватрамин 1020 - 80 мг/л	
128	0,388	0,012	0,005	0,002	30,0
300	0,418	0,150	0,067	0,025	62,1
301	3,303	0,698	0,313	0,117	81,1

Таблица 3.10 - Скорости коррозии НКТ для скважин коррозионного фонда ЗАО «Ванкорнефть» при дозировке ингибитора Азол 5030В

№ скважины.	Расчетная скорость газожидкостного потока, м/с	Скорость коррозии, мм/год		Необходимая дозировка для обеспечения скорости коррозии 0.1 мм/год
		при дозировке ингибитора Азол 5030В - 50 мг/л	при дозировке ингибитора Азол 5030В - 60 мг/л	
128	0,388	0,006	0,001	30,0
300	0,418	0,080	0,016	46,9
301	3,303	0,454	0,091	59,7

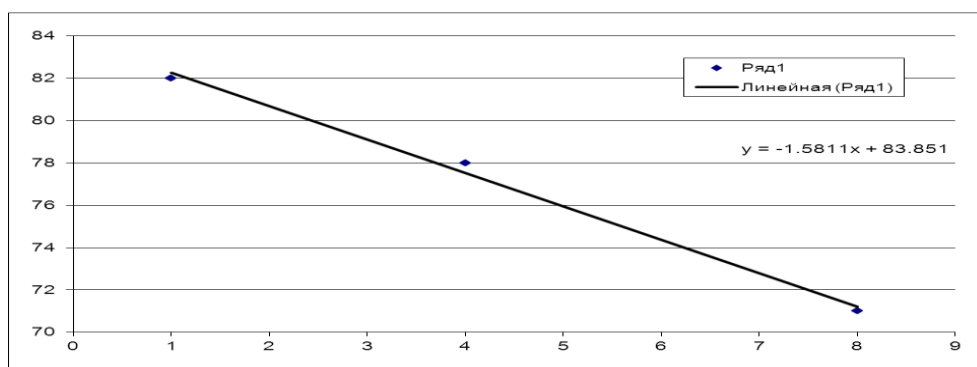


Рисунок 3.19 – Зависимость защитного действия ингибитора коррозии Кватрамин 1020 от скорости ГЖС



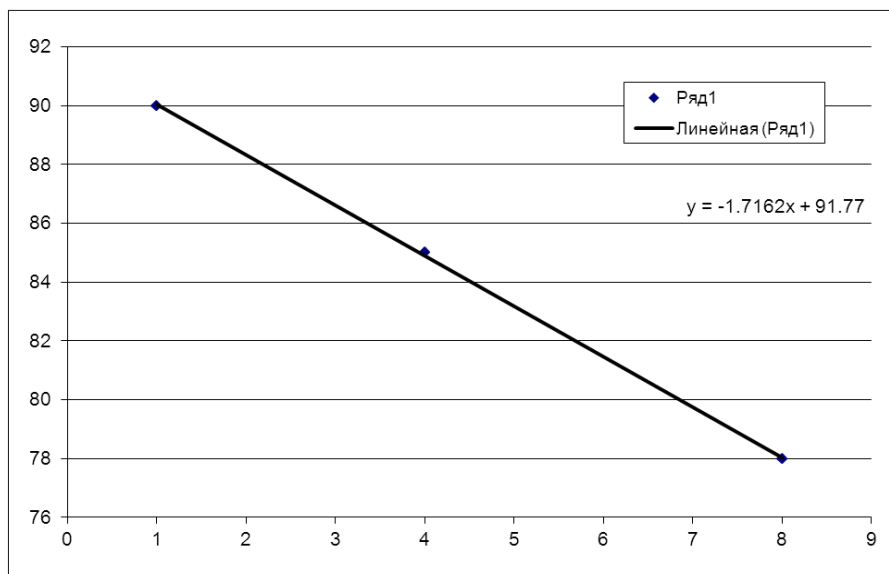


Рисунок 3.20 – Зависимость защитного действия ингибитора коррозии Азол 5030В от скорости ГЖС

Указанные в таблице значения защитных эффектов достигаются в ячейках при скорости потока 1 м/с. Для исследования влияния скорости ГЖС на защитное действие ингибиторов коррозии использовали установку с вращающимся электродом, позволяющую создать на поверхности вращающегося электрода напряжения сдвига, соответствующие линейной скорости ГЖС до 8 м/с. Результаты исследований для ингибиторов Кватрамин 1020 и Азол 5030В представлены соответственно на рисунках 3.19 и 3.20.

### 3.10 Заключение

1. На основании анализа полученных результатов рекомендуется продолжать ингибирование внутрипромысловых трубопроводов АО «Ванкорнефть» ингибиторам коррозии марки Сонкор 9020 с учетом выше описанных рекомендаций по направлениям, где выявлены высокие скорости коррозии и начать поиск новых реагентов с лучшим распределением в системе нефть-вода с хорошими защитными свойствами.

2. Для проведения расчета концентрации реагента в информационном отчете использовались усреднённые данные

технологической работы скважин и рабочие дозировки ингибиторов коррозии за декабрь 2015 года. Рекомендуется ежемесячно проводить гидравлические расчеты (по фактическим данным расхода жидкости и рабочим дозировкам реагента) и определять расчетные значения концентраций реагента. Рекомендуется при расчете подачи реагента учитывать расход жидкости всего направления, для обеспечения защитной концентрации на протяжении всей нефтесборной линии до УПСВ-ЮГ и ЦПС.

3. Особое внимание следует обратить на участки с высокими скоростями потоков (показаны синим и красным цветом на схеме на рисунке 3.5). Объекты, на которых скорость течения жидкой фазы превышает критическую скорость по стандарту ANSI/API RP14-91 равную 1,2 м/с, подвержены опасности появления коррозионной эрозии. Такие объекты рекомендуется включать в схему ингибирования и оборудования узлами контроля коррозии.

4. Расчетные концентрации реагента на большинстве ингибируемых участках трубопроводов не достигают минимальной защитной концентрации  $25 \text{ г/м}^3 \pm 10\%$ . На рисунке 3.6 показаны участки трубопроводов с недостаточной концентрацией ингибитора коррозии (синие линии). **Исполнитель так же рекомендует пересмотреть регламент ингибирования и увеличить подачу реагента на всех кустах с учетом обеспечения защитной концентрации по всем трубопроводам (нефтесборных коллекторам).** Рекомендуется ежемесячно проводить гидравлические расчеты (по фактическим данным расход жидкости) и определять расчетные значения концентраций реагента.

## **4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ**

ЗАО «Ванкорнефть», является крупнейшим предприятием Красноярского края в сфере добычи нефти и газа и по особенному относится к решению вопросов промышленной безопасности, охраны труда и экологии производства.

Приоритетными задачами являются обеспечение безопасных условий труда работников, защиты здоровья персонала, а также сохранение благоприятной окружающей среды на основе использования современных технологий. Социальная ответственность компаний состоит в создании достойных условий и оплаты труда, обеспечении экологической безопасности, сохранении культурного наследия.

Данный раздел посвящен основным аспектам промышленной безопасности на объектах повышенной опасности, охране труда и обеспечению комплекса мер по охране окружающей среды.

### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Рабочим местом оператора, по обустройству узлов контроля коррозии, является: кустовая площадка, магистральный нефти газопровод, насосно-компрессорные станции, пункты сбора и переработки нефтепродуктов, системы отчистки и поддержания пластового давления, пункт подготовки и отправки нефти и газа. Работник ежедневно подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов:

- повышенная концентрация попутного газа в воздухе в районе узла контроля;
- возможность пожаров;
- возможность загрязнения окружающей среды нефтепродуктами и минерализованной водой;
- возможность аварийной разгерметизации трубопровода;

- повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека;
- повышенная вибрация;
- повышенный шум;
- движущиеся машины и механизмы;
- вредные и опасные химические вещества;
- повышенная загазованность и недостаточное содержание кислорода в воздухе рабочей зоны;
- взрывопожароопасность производственного процесса;
- нервно-психические перегрузки;
- воздействие пониженных и повышенных температур;
- возможность загрязнения окружающей среды нефтепродуктами и минерализованной водой;
- возможность аварийной разгерметизации трубопровода;
- повышенная концентрация попутного газа в воздухе в районе узла контроля.

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда. [1]

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированным фондом являются пожары и разливы нефти.

Для защиты от опасных и вредных производственных факторов оператору выдается спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты.

## **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ по мониторингу и снятию показаний с трубопроводов и оборудования происходит на открытом пространстве Ванкорского нефтегазового месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев -  $-41^{\circ}\text{C}$ , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [1]

Климат Ванкорского месторождения преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах  $60-70^{\circ}$  с.ш., составляет  $-10^{\circ}\text{C}$ . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой  $-26^{\circ}\text{C}$ , в отдельные дни температура воздуха опускается до  $-57^{\circ}\text{C}$ . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Объекты добычи, транспортировки и обработки могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как большинство объектов автоматизировано и управляется дистанционно, для контроля параметров эксплуатации присутствия операторов не требуется, выполняются периодические осмотры оборудования.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны представлены в таблице 4.1. [4]

Таблица 4.1 – Классификация категорий работ в различный период года

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
	Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более
Холодный	17-19	40-60	0,2
Теплый	20-22	40-60	0,3

Для обогрева работников устанавливаются вагон-бытовки с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе. [3]

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [4]

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приборов на работающих. Производство работ в неосвещенных местах запрещено.

Внутрипромысловые трубопроводы в местах пересечения с транспортными магистралями, переходами должны иметь знаки предупреждения об опасности и дополнительную защиту, обеспечивающую их безопасную эксплуатацию.

Технологические системы, их отдельные элементы, технические устройства должны быть оснащены необходимой запорной арматурой, средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию. На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть указатели положений «Открыто» и «Закрыто».

Узлы, детали, приспособления и элементы технических устройств, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета.

При пуске в работу или остановке технических устройств и технологических систем должны предусматриваться меры по предотвращению образования в них взрывоопасных смесей и пробок, образующихся в результате гидратообразования или замерзания жидкостей.

Эксплуатация технических устройств и инструмента в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фиксирующие и сигнальные приспособления и приборы), а также с отклонением от рабочих параметров, установленных изготовителем, запрещается.

Снятие кожухов, ограждений, ремонт технических устройств проводится только после отключения электроэнергии, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, под действием силы тяжести или других факторов. На штурвалах задвижек, шиберов, вентилей и пусковом устройстве должны быть вывешены плакаты «Не открывать! Работают люди».

Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК– 300 мг/м<sup>3</sup>.

#### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовых площадках размером 300 м<sup>2</sup>, внутренних трубопроводах общей протяженностью 800 км, объектах переработки нефти и газа общим размером 7000 м<sup>2</sup>. Некоторые виды работ проводятся на фонтанной арматуре и трубопроводах, расположенных на

высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме, с использованием спасательных поясов.

На территории объектов добычи и переработки, установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения по территориям добычи и переработки, работников и всех видов транспорта, утверждается начальниками цехов добычи, подготовки и переработки нефти и газа, предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках. Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [5]

Санитарно-гигиенические условия труда представлены в таблице 4.2 [6, 7]

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические условия труда

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное



Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, нефтепровод
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой – с утепленными подшлемниками), респиратор, наушники, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками. [3, 8]

При работе на объектах добычи и переработки нефти, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [9]

#### **4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

В таблице 4.3 представлены предельно допустимые концентрации основных химических веществ, применяемых в цехах добычи нефти и газа. [10]

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Оборудование, с помощью которого производится сверление отверстий в действующем трубопроводе и оборудование, монтируемое в точке контроля должно иметь сертификаты, разрешающие его применение на действующих трубопроводах.

Таблица 4.3 - Вредные и опасные вещества, применяемые при добыче нефти на Ванкорском месторождении

№	Вещество	Химич. формула	ПДК Максимально разовая, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Температура, °С		НКПР, ВКПР, %
						вспышки	самовоспламенения	
1	Органические газы и пары	C <sub>2-10</sub> -H <sub>6-24</sub>	300	4	Вызывают неустойчивость нервной системы, зуд кожи	17 - 44	255-450	1,3/6,5
2	Ингибитор гидратообразования, ХПП -004, СОНГИД	CH <sub>4</sub> O	5	3	Отравление	6	440	6,98/34,7
3	Сероводород	H <sub>2</sub> S	10	2	Отравление	-	260	4/46
4	Угарный газ	CO	20	4	Удушье, головокружение	-	610	12,5/74
5	Ингибитор коррозии (Кватрамин)	C <sub>13</sub> H <sub>18</sub> N <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	3	3	Отравление	40	262	-
6	Растворитель АСПО Пральт	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	150	3	Отравление	10	290	-

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов - не реже двух раз за смену;
- в местах, обслуживаемых периодически, - перед началом работ и в процессе работы;

- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны - не реже одного раза за смену;

- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 мин [11].

Меры по снижению опасности:

- организация, проводящая работы по обслуживанию узлов контроля, должна иметь утвержденную инструкцию по ОТ, ПБ и ООС при производстве работ, а также план ликвидаций возможных аварий;

- к работе по текущему обслуживанию узлов контроля коррозии допускаются лица, прошедшие инструктаж, стажировку и проверку знаний по безопасному ведению работ, инструкции по охране труда при проведении газоопасных работ;

- работы по текущему обслуживанию узлов контроля коррозии проводятся звеном не менее двух рабочих;

- при эксплуатационном обслуживании узлов контроля допускается использование только обмедненного инструмента;

- не допускается розлив нефтепродуктов и минерализованной воды на месте проведения работ. При проведении работ по обслуживанию узлов контроля необходимо использовать специальные емкости для слива и хранения жидкости;

- необходимо соблюдать графики ревизий технического состояния узлов контроля коррозии. Своевременно проводить текущие и плановые ремонты;

- работы по установке и снятию лубрикаторных устройств и коррозионных зондов являются газоопасными работами, осуществляются с оформлением записи в «Журнале газоопасных работ»;

- работы в колодцах осуществляются персоналом в количестве не менее 3-х человек с использованием страховки и средств индивидуальной защиты;

- на месте производства работ обязательна установка предупреждающих знаков, аншлагов: «Газоопасные работы», «Опасная зона», «Проход закрыт», «Газоопасно» и т.д.;

- после окончания работ установить предупреждающую табличку – «Внимание! Установлен зонд! Система под давлением»;

- в случае возникновения аварийных ситуаций, пожаров или возникновении угрозы жизни людей, порчи оборудования действовать согласно утвержденному Плану ликвидации аварий.

В случае возникновения аварийных ситуаций, пожаров или угрозы жизни людей, порчи оборудования действовать согласно утвержденному Плану ликвидации аварий.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током. [12]

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [13]

По взрывопожарной опасности объекты добычи и переработки, относятся к категории А, степень огнестойкости II. [14]

Причинами возникновения пожаров являются:

- несоблюдение ТБ при бурении, ремонте и обслуживании скважин; эксплуатации объектов переработки;

- различные утечки газа и нефти через негерметичные фланцевые соединения;

- возгорание газа и нефти вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, обработки и автоматизации, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [15], вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

В Таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [11]

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °C	450	270-320
Температура вспышки, °C	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации на производственных участках Ванкорского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.

- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

При производстве работ для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара на буровой, бригады должны быть обеспечены устойчивой двухсторонней радио- или телефонной связью с центральным диспетчерским пунктом и первичными средствами тушения пожара, в т.ч. не менее двух огнетушителей ОП-5 и одного ОП-100 или ОП-50.

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком,  $V = 0,5 \text{ м}^3$  – 4 шт.;
- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

## **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5. [2]

Таблица 4.5 – Перечень возможных аварийных ситуаций

№	Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки;

		загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
5	Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
6	Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

## 4.7 Экологичность проекта

При разработке Ванкорского месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха: испытание трубопроводов на прочность и герметичность; стопроцентный контроль швов сварных стыков трубопроводов; применение герметизированной системы сбора углеводородов; оборудование всех аппаратов и сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами с обвязкой на факельную систему.

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;
- сооружение систем накопления отходов бурения;
- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
- обезвреживание отходов бурения методом отверждения;
- после завершения работ проводятся работы по восстановлению нарушенных земель.

Природоохранные мероприятия по охране поверхностных водотоков и подземных вод включают:

- полную герметизацию системы сбора и транспортировки нефти и газа, обвалование скважин;
- систематический контроль (2 раза в сутки) за состоянием технологического оборудования;
- оборудование приустьевых площадок скважин для сбора ливневых и производственных стоков, ежеквартальный контроль за качеством воды,



- размещение буровых площадок за пределами водоохранных зон рек и ручьев.

## **5. Список литературы**

1. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
2. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
3. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30)
4. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
5. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г.
6. СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г.
7. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение
8. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.
9. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.
10. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.
11. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
12. Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204

13. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)
14. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
15. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.
16. СИ 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений.
17. Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов ОАО "Газпром нефть" г. Москва 2009г.
18. Али Данеши, Презентация для учебного курса для ОАО НК «Роснефть» 2008.
19. Михайлов Д.Н., Степанова Г.С. Механизм вытеснения нефти газом и водой в присутствии пенообразующих ПАВ // Технологии нефти и газа. – 2004. - №5. - с.50-60.
20. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами, ВНИГНИ, 1978, -396 с.
21. Селиванов, Д. Г. Обзор проблемы коррозионного растрескивания под напряжением металла труб [Текст] / Д. Г.Селиванов, И. Ю. Быков // VIII Научно-техническая конференция «Севергеозкотех-2007»: материалы конференции (21-23 марта 2007 г., Ухта). - Ухта: УГТУ, 2008. - С. 57-62.
22. Селиванов, Д. Г. Результаты лабораторных испытаний по определению скорости коррозии [Текст] / Д. Г.Селиванов, И. Ю. Быков // X Научно-техническая конференция «Севергеозкотех-2009»: материалы конференции (18-20 марта 2009 г., Ухта). - Ухта: УГТУ,

2010. - С. 295-298.

23. Методика оценки коррозионного повреждения насосно-компрессорных труб в процессе эксплуатации // Составители: И. Ю. Быков, Д. Г. Селиванов. - Ухта, ООО «Газпром переработка», 2010. - 34 с.
24. Селиванов, Д. Г. Анализ причин развития коррозионных процессов на внутренней поверхности продуктопроводов [Текст] / Д. Г. Селиванов, Т. Д. Панина // Тез. докл. IX научно-технической конференции молодёжи ОАО «Северные МН - 2008»: материалы конференции (2009 г., Ухта). - Ухта: УГТУ, 2008. - С. 26-27.
25. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под редакцией Ш.К. Гиматудинова - М., 1983г..
26. Отчёт о научных - исследовательских работ «изучение свойств и микрокомпонентного состава пластовых жидкостей Ванкорского месторождения.
27. Технологическая схема разработки Ванкорского месторождения. ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ» 2007г.
28. Стандарты компании ОАО «Роснефть»
29. Лысенко В.Д. «Оптимизация разработки нефтяных месторождений» (М., «Недра», 1991г.)
30. Методический документ Компании ОАО "Газпром нефть" г. Москва 2009г. «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов»

## **Перечень приложений (справочные)**

### **Методы и технические средства мониторинга коррозии**

Данная группа приложений дает описание методов мониторинга коррозии, наиболее практичных с точки зрения использования на Российских месторождениях. К ним относятся гравиметрический метод (образцов-свидетелей коррозии), метод Электрического Сопротивления (Electrical Resistance, или ER и его разновидность CEION), метод Сопротивления Линейной Поляризации (LPR). Эти методы отличаются относительной простотой и надежностью и в полной мере отвечают требованиям большинства задач, возникающих при организации ингибиторной защиты.

В основном оборудование мониторинга коррозии производится за рубежом, хотя в последнее время ряд отечественных производителей освоили выпуск измерительных устройств отдельных типов.

Наиболее известные зарубежные производители – CORMON Ltd(Великобритания), RCS (Rohrback-Cossasco Systems, США/Великобритания), CorrOcean (Норвегия).

Отечественные производители – ОАО СОНАР (Пенза), ГУП ИПТЭР (Уфа).

Приложение 1 дает сведения, общие для всех перечисленных методов. Это касается способа ввода датчиков в поток жидкости и исполнения чувствительных элементов датчиков.

Приложения 2 – 4 дают принципы действия каждого из методов мониторинга, их преимущества и недостатки, описание типичных измерительных устройств, производителей измерительных устройств и ориентировочные цены.

Перечень приложений приведен ниже.

Приложение 1 Конструктивное исполнение узлов ввода и датчиков

Приложение 2 Гравиметрический метод оценки скорости коррозии.

Приложение 3 Метод электрического сопротивления.

Приложение 4 Метод Сопротивления Линейной Поляризации.

## **Приложения 1 (справочное)**

### **Конструктивное использование узлов ввода и датчиков**

#### **1-1. Типы устройств для доступа датчиков в поток жидкости**

##### **1-1.1 Требования к узлам ввода.**

Все без исключения методы оценки агрессивности среды, основанные на измерениях скорости коррозии, требуют размещения датчика (чувствительного элемента) в потоке транспортируемой жидкости. Рабочие давления в типичных нефтепромысловых трубопроводных систем лежат в пределах от единиц до сотен атмосфер. В связи с этим задача обеспечения доступа датчика в агрессивную среду связана с двумя осложнениями.

Во-первых, системы с повышенным давлением представляют опасность для здоровья и жизни персонала, занятого в эксплуатации трубопроводов вообще и в мониторинге коррозии в частности. Поэтому конструктивное исполнение датчика и узла ввода должны выдерживать рабочие давления трубопроводных систем и предусматривать полную безопасность персонала при соблюдении необходимых мер и правил монтажа и эксплуатации оборудования.

Во-вторых, конструктивно узел ввода и датчик должны обеспечивать доступ датчика в поток жидкости без остановки ее перекачки. Дополнительно, кроме ввода датчика без остановки трубопровода, желателен также и монтаж самих узлов доступа на действующих трубопроводах.

##### **1-1.2 Системы доступа высокого давления**

Всем этим требованиям удовлетворяют так называемые 2" (двухдюймовые) системы доступа типа Рорбак-Козаско по названию компании, впервые разработавшей и применившей такой тип систем (Rohrbach-Cossasco Systems), или системы высокого давления. В настоящее время практически каждый из ведущих производителей оборудования мониторинга коррозии изготавливает аналогичные 2" системы для

собственных датчиков. Типоразмеры этих систем от различных производителей различаются и не являются взаимозаменяемыми с системами других производителей. В целом же характеристики этих систем идентичны и обеспечивают монтаж узла, врезку в трубопровод и эксплуатацию оборудования при давлениях до 400 атмосфер без остановки перекачки.

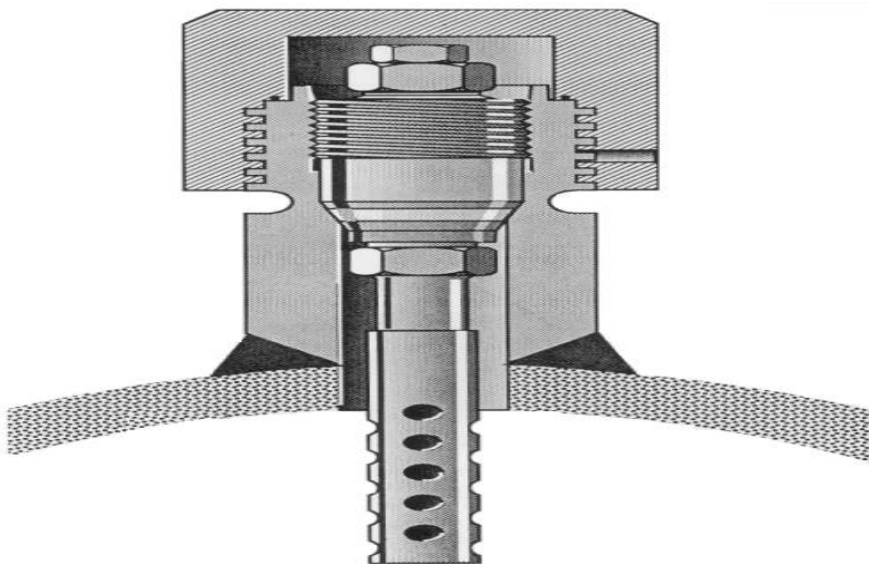


Рисунок 1.1. Схема устройства 2" узла ввода типа системы Рорбак-Козаско с установленным датчиком и защитной крышкой.

В качестве датчика могут использоваться образцы-свидетели, датчики ER, CEION и LPR, а также гальванические, био и другие.

Для сверления отверстия без остановки трубопровода и для установки-извлечения датчиков необходимо специальные устройства, которые также производятся изготовителями оборудования.

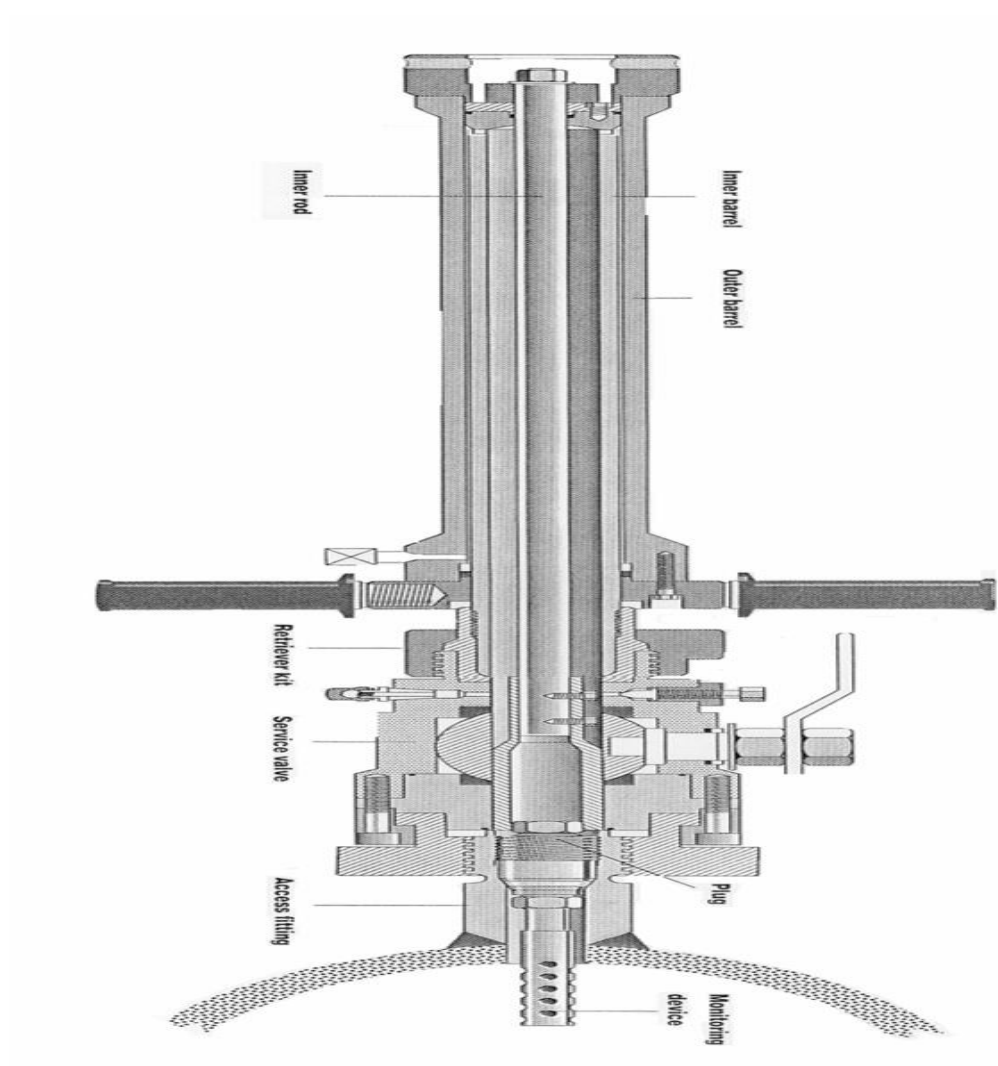


Рисунок 1.2. Сборочной чертеж типичного устройства установки – извлечения датчиков через 2" узел ввода.

Такие устройства из-за ограниченности собственных размеров имеют ограничения по длине датчика, устанавливаемого на трубопроводе. Чем более длинный датчик требуется установить на трубопроводе, тем большую рабочую длину должно иметь устройство ввода-извлечения. Если требуется монтаж датчиков различной длины, то можно обходиться одним единственным монтажным устройством, подходящим для установки самого длинного датчика. Однако при этом, если есть ограничения в запасе рабочего



пространства в месте установки Узла Контроля Коррозии, то подходить к выбору длины датчика, исполнению узла ввода и его ориентации на трубопроводе надо с осторожностью, для чего целесообразно проконсультироваться у производителя оборудования.

Стоимость устройства установки – извлечения датчиков и аналогичного устройства врезки на рабочем трубопроводе высокого давления составляет ориентировочно \$ 15,000 – 20,000 у всех производителей.

### **1-1.3 Системы доступа низкого давления.**

Большинство Российских трубопроводных систем эксплуатируется при давлениях, не превышающих 40 атмосфер. В таких условиях может быть неоправданным с экономической точки зрения использование надежных, но громоздких систем высокого давления. В этом случае возможно применение систем оборудования низкого, до 70 атмосфер, давления, или так называемых «извлекаемых» систем.

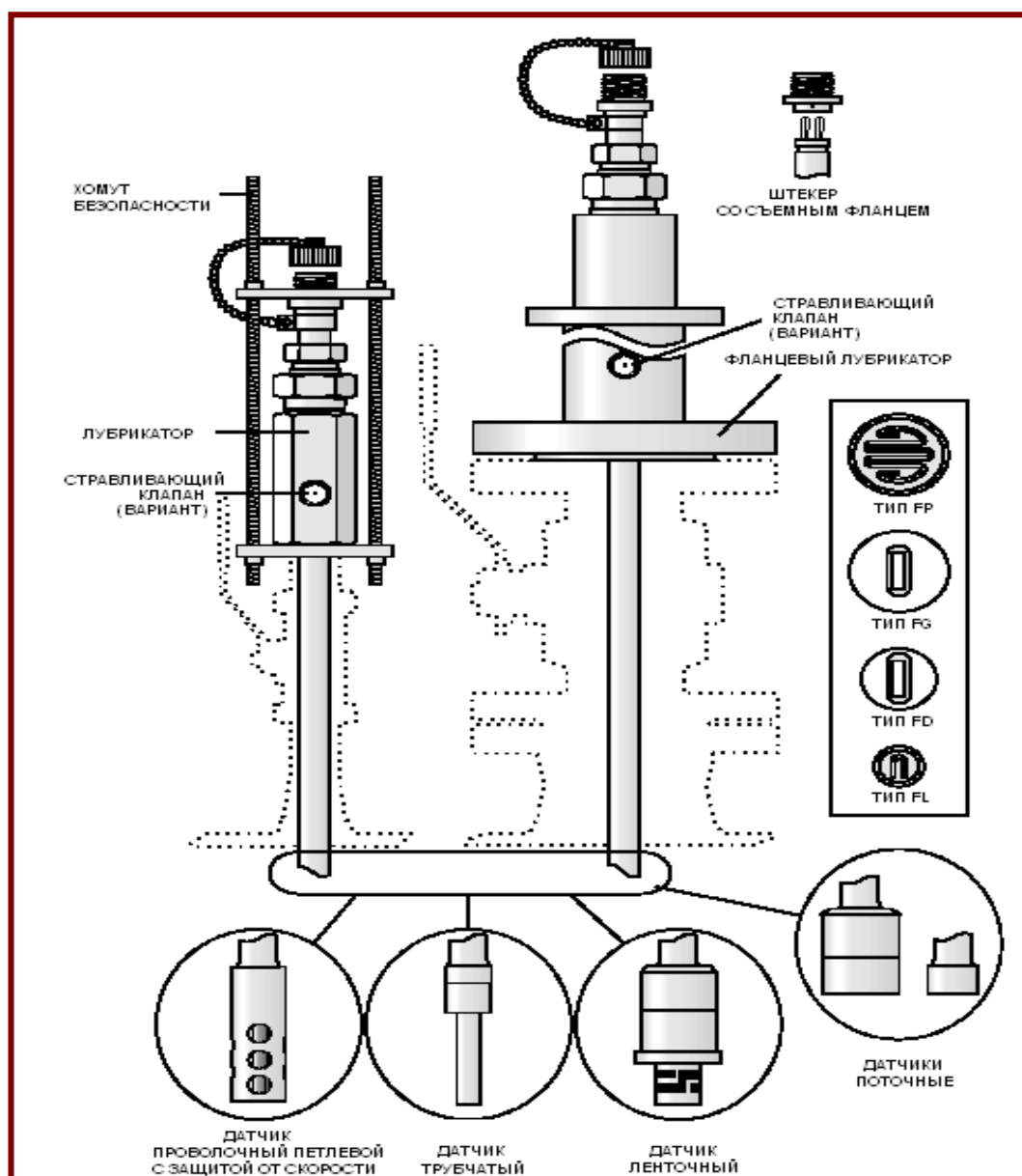


Рисунок 1.3. Схемы типичного узла вода для извлекаемого устройства.

У извлекаемых систем проще конструкции самих датчиков, а также узел ввода представляет собой простой шаровый кран или задвижку, сертифицированные на соответствующее рабочее давление. Для врезки в трубопровод может использоваться стандартное сверлильное оборудование, применяемое в Российских добывающих компаниях.

## **Мониторинг коррозионной агрессивности среды гравиметрическим методом**

Образцы для испытаний изготавливаются из металла трубопровода или металла, близкого ему по химическому составу.

Способы изготовления образцов должны исключать изменение микроструктуры стали и не должны приводить к возникновению механических и термических напряжений, если оценка их влияния не является целью испытаний.

Не допускается испытывать образцы с заметными дефектами (раковинами, порами, трещинами и т.д.) или случайными повреждениями.

Шероховатость поверхности образцов Ra по ГОСТ 2789, предназначенных для определения убыли массы, должна быть не более 6,3 мкм, при оценке размеров коррозионных повреждений не более 3,2 мкм.

Для маркировки образцов возможно применение клеймения в местах, не влияющих на результаты испытаний.

Перед установкой в трубопровод образцы подготавливают в следующей последовательности:

- Измеряют линейные размеры с погрешностью не более  $\pm 0,1$  мм.
- Обезжиривают в органическом растворителе (например, ксилол, толуол). При этом допускается применять мягкие щетки, кисти.
- Ополаскивают в безводном ацетоне, этиловом (или изопропиловом) спирте.
- Высушивают в токе теплого воздуха (например, от бытового фена) или осушают фильтровальной бумагой.
- Заворачивают в фильтровальную бумагу и помещают в эксикатор не менее чем на 2 ч.
- Взвешивают с погрешностью не более  $\pm 0,1$  мг.
- Номер образца, его линейные размеры, площадь и массу записывают в рабочем журнале.

Перед установкой в трубопровод образцы закрепляют в держателе. При этом образцы должны быть изолированы друг от друга и от корпуса держателя прокладками из коррозионно-стойкого неэлектропроводящего материала, если испытания не имеют целью оценку влияния электрического контакта между металлами, например, контактной коррозии.

В полевых условиях образцы хранят и транспортируют в герметично закрывающихся пластмассовых банках. На дно банки на 1/4...1/5 объема укладывают силикагель или прокаленный хлористый кальций и изолируют его от остального объема несколькими слоями фильтровальной бумаги или ткани. Образцы помещают поверх фильтровальной бумаги (ткани).

Сразу после испытаний образцы осматривают: определяют наличие и цвет продуктов коррозии, наличие отложений солей, нефтепродуктов.

Для определения вида коррозии, убыли массы и глубины коррозионных повреждений образцы очищают в следующей последовательности:

- нефть и рыхлые продукты коррозии удаляют деревянным шпателем, щеткой и органическим растворителем;

- плотную пленку продуктов коррозии удаляют растворами по ГОСТ 9.908, либо другими растворами, не способствующими растворению самого металла образца;

- образцы промывают водопроводной и дистиллированной водой, осушают фильтровальной бумагой, помещают на 24 часа в эксикатор с влагопоглотителем, после чего взвешивают с погрешностью не более 0,1 мг.

Максимальную глубину местных коррозионных повреждений определяют по ГОСТ 9.908 (измерением механическим индикатором часового типа с игольчатым щупом расстояния между плоскостью устья и дном повреждения или микроскопически - фокусировкой, или микроскопически на поперечном шлифе)

Для оценки коррозионной агрессивности среды по отношению к металлу образцов используют:

- среднюю скорость проникновения коррозии ( $\Pi$ , мм/год);
- максимальную скорость проникновения местной коррозии ( $\Pi_{\max}$ , мм/год).

Показатели коррозии определяются по формулам:

$$\Pi = 8760 \frac{(m_0 - m_1)}{std}, \quad [\text{мм/год}],$$

$$\Pi_{\max} = 8760 \frac{h}{t}, \quad [\text{мм/год}],$$

где  $m_0, m_1$  – массы образца до и после испытания, г;

8760 – количество часов в году;

$s$  – площадь поверхности образца,  $\text{м}^2$ ;

$t$  – время экспозиции, ч;

$d$  – плотность металла,  $\text{кг/м}^3$ ;

$h$  – максимальная глубина коррозионных повреждений, мм.

Коррозионную агрессивность среды оценивают по максимальному значению показателей коррозии.

Рекомендуемая продолжительность экспозиции образцов: 1 мес.

Преимущества метода.

- Метод применим в любых по электрической проводимости средах;
- Метод позволяет выявить наличие местной (язвенной, питтинговой) коррозии и оценить ее среднюю скорость;

- Образцы могут быть использованы для оценки возможности отложения солей и колонизации металлической поверхности СВБ;

Недостатки метода

- Результаты испытаний не дают информации об изменении коррозионной активности среды в период экспозиции образцов;
- Показатели коррозии, вычисленные при постоянном времени экспозиции образцов, не дают представления о динамике коррозии. Скорость коррозии даже при постоянстве состава коррозионной среды может со

временем увеличиваться, уменьшаться или оставаться постоянной в зависимости от состава образующихся отложений и продуктов коррозии;

Недостатки конструкции крепления образцов могут вызвать не свойственную для данной системы металл-среда коррозию (например, щелевую под изолирующими прокладками).

Узлы контроля должны быть установлены на пониженных местах трассы трубопровода, на максимальном расстоянии до задвижек, отводов или колен во избежание влияния завихрений потока. Необходимо предусмотреть возможность подъезда и обслуживания узлов контроля в любое время года.

## **1-2. Конструктивное исполнение датчиков**

### **1-2.1 Конструктивное исполнение датчиков высокого давления**

Типичное устройство датчиков и образцов-свидетелей для 2" систем показано на рисунке 1.4.

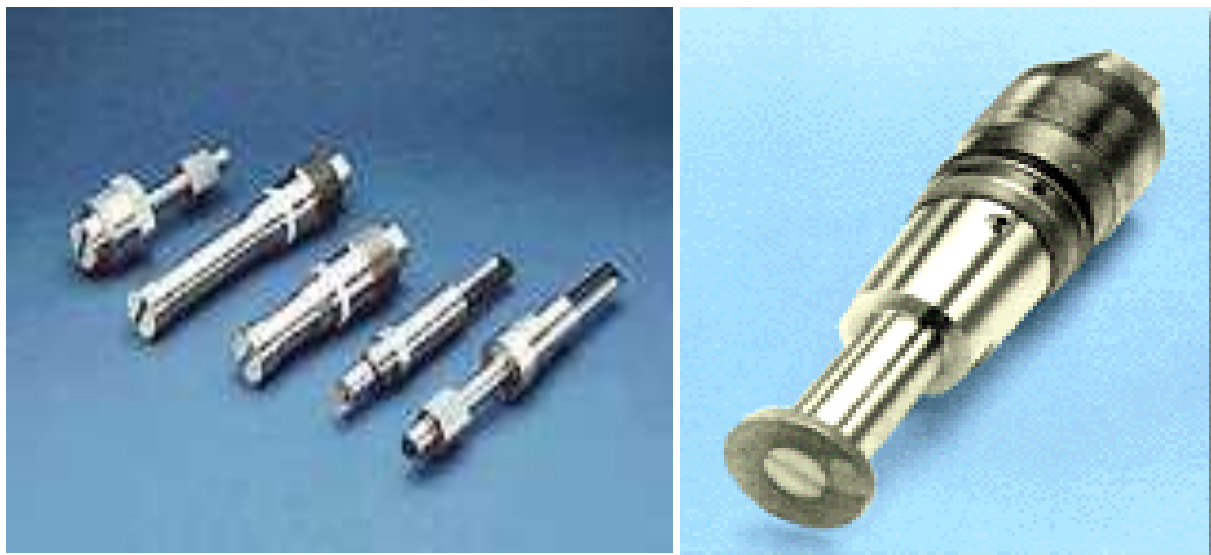


Рисунок 1.4. Датчики (слева) и образец-свидетель (справа) в исполнении «заподлицо» для систем высокого давления.

### **1-2.2 Конструктивное исполнение датчиков для извлекаемых**

**систем.**

Типичное устройство датчиков для извлекаемых систем показано на рисунке 1-5.



Рисунок 1.5. Датчик сопротивления линейной поляризации (LPR) для систем низкого давления

1-2.3 Конструктивное исполнение чувствительных элементов датчиков рассмотрены ниже при рассмотрении методов измерения скорости коррозии

#### 1-2.4 Ориентация датчиков и образцов-свидетелей на трубопроводах

Независимо от конструктивного исполнения узлов ввода и датчиков, которое диктуется технологическими параметрами работы трубопровода, требуемая ориентация датчиков зависит от расположения в трубопроводе наиболее агрессивной фазы в месте мониторинга.

Различные варианты монтажа на примере образцов-свидетелей в системе высокого давления иллюстрируется рисунком 1.6.

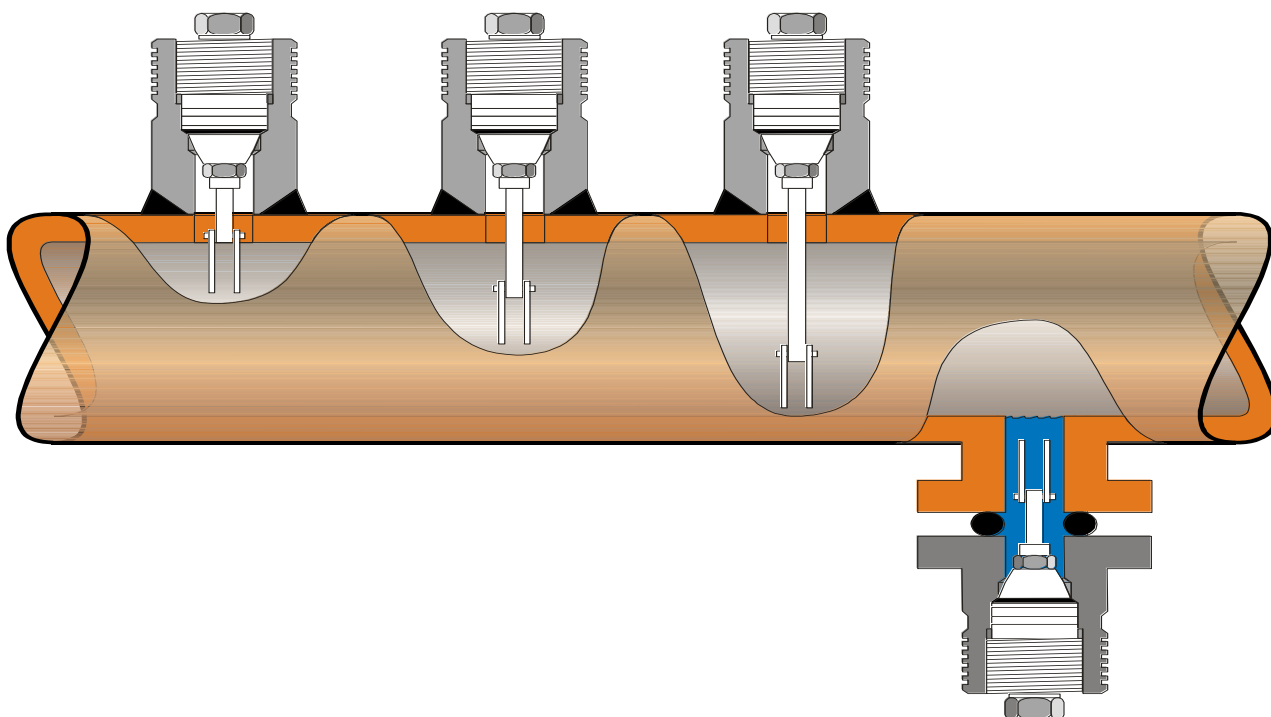


Рисунок 1.6 Типичные варианты монтажа образцов-свидетелей в системе высокого давления

Внимание! На рисунке плоскость пластинчатых образцов свидетелей повернута на  $90^\circ$  к плоскости чертежа для наглядности схематики крепления образцов к телу датчика.

Факторы, принимаемые во внимание при выборе ориентации датчиков, описаны в пункте 6.3.3.1



## Приложение 2 (справочное)

### Гравиметрический метод оценки скорости коррозии (ER)

#### 2-1. Описание метода

Гравиметрический метод, или метод образцов-свидетелей, относится к массометрическим методам. Он заключается в выдержке образцов металла известных геометрических размеров в потенциально агрессивной среде в течение известного интервала времени. По убыли массы образца за это время рассчитывается средняя скорость коррозии.

Дополнительно, использование образцов-свидетелей позволяет выявить и измерить глубину питтинга, щелевой коррозии, оценить коррозию зоны термического влияния сварных соединений, оценивать коррозионное растрескивание под напряжением и проводить химический анализ продуктов коррозии.

Гравиметрический метод – наиболее часто применяемая техника мониторинга. Образцы-свидетели относительно дешевы, очень полезны в режиме штатного ингибирования, а также в тех местах, где применение электрических приборов по каким-то причинам невозможно.



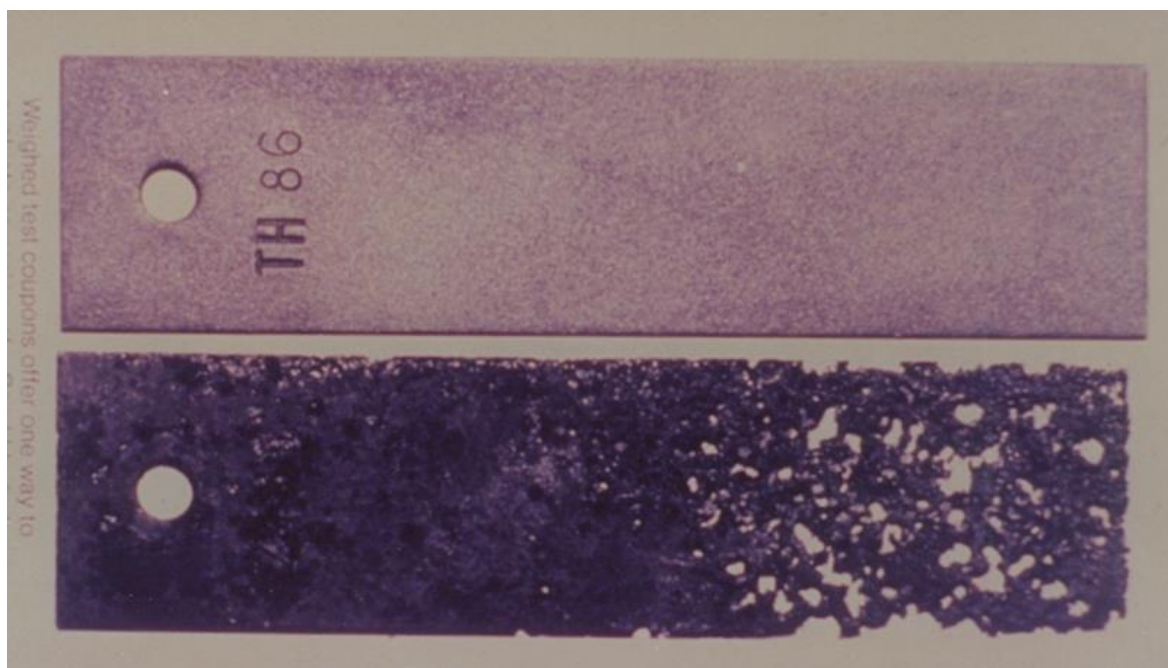


Рисунок 2.1. Типичные образцы-свидетели до и после выдержки в агрессивной среде.

Расчет скорости коррозии проводится по методике NACE RP 0775 или РД – 39 – 3 – 669 – 81 (ОСТ 39 -3-603-81). При расчете скорости коррозии делается допущение, что коррозия носит равномерный характер. Это далеко не всегда так. Поэтому при использовании образцов требуется полный анализ данных, включая внешний осмотр для выявления характера разрушений.

Действительно, даже при невысоком значении скорости общей коррозии наличие выраженного питтинга свидетельствует о возможном сквозном распространении разрушений за относительно короткое время. Щелевая коррозия по изолирующим прокладкам тоже должна оцениваться при обследовании образцов-свидетелей.

## **2-2. Достоинства и недостатки метода**

### **2-2.1 Достоинства метода**

- Применим в любых средах
- Дешевизна и легкость применения
- Визуальная оценка: выявляет характер разрушений/механизм коррозии
- Доступность: возможность исследования продуктов коррозии и

проведения металлографических исследований для оценки скорости распространения разрушений, межкристаллитной коррозии и т.п.

### **2-2.2 Недостатки метода**

- Невысокая чувствительность и запаздывающий результат (констатация факта – реактивный характер)
- Низкая частота измерений – практически дискретный интегральный характер результата
- Работа персонала на объектах высокого давления.

### **2-3. Исполнение образцов-свидетелей.**

#### **2-3.1 Образцы-свидетели проникающего типа.**

Образцы свидетели изготавливаются в виде образцов металла различной формы – плоских, цилиндрических, дисковых.

Идентичные по исполнению образцы-свидетели, закрепляемые на держателе высокого давления для 2" систем, представляют собой образцы-свидетели для систем высокого давления, например для высоконапорных водоводов системы ППД.



Рисунок 2.2. Образцы-свидетели для систем низкого давления

### 2-3.2 Многодисковые образцы свидетели



Рисунок 2.4. Многодисковые образцы свидетели до и после экспозиции в агрессивной среде

Данный тип образцов-свидетелей является предпочтительным и наиболее широко применяемым в условиях месторождений Западной Сибири, характерных умеренными скоростями потока жидкостей.

### 2-3.3 Образцы-свидетели в торцевом исполнении («заподлицо»)

Существует вариант изготовления плоского дискового образца-свидетеля для установки «заподлицо» с нижней образующей. Устройство ввода образца в трубу в таком случае предпочтительно располагать снизу трубопровода (Рис.1.6. Приложение 1 настоящих методических указаний). Такой вариант для систем высокого давления уже был показан выше на Рисунке 1.4. Приложение 1.

### 2-4. Изготовители и доступность образцов-свидетелей.

Образцы-свидетели доступны от всех производителей оборудования мониторинга, упомянутых во вводной части Приложений. Кроме того, некоторые сервисные компании, исполняющие на договорной основе работы по мониторингу коррозии, самостоятельно производят образцы-свидетели.

Для реализации гравиметрического метода целесообразно пользоваться

изделиями отечественных производителей. Они выигрывают в цене по сравнению с зарубежными. Стоимость зарубежных комплектов в сборе с держателями и шаровыми кранами находятся в ценовых пределах \$ 2,000 – 3,000. Цена отечественных – \$ 400 – 2000 в зависимости от качества исполнения.

Образцы-свидетели могут поставляться и сервисными компаниями, предоставляющими услуги мониторинга коррозии. Главное преимущество при этом – быстрая адаптация исполнения к местным условиям, но при этом необходимо сопровождать изделие сертификатом качества, подтверждающим стабильность качества подготовки поверхности образцов.

## **2-5. Важные аспекты практического применения**

- Необходимо уделять особое внимание постоянству качества поверхности образцов и избегать загрязнения поверхности при подготовке образцов к экспозиции и при обработке экспонированных образцов

- При хранении образцов до и после выдержки в среде необходимо принимать специальные меры для предотвращения атмосферной коррозии

Место установки и ориентация образцов на трубопроводе должны обеспечить такое поведение образцов, которое отражает механизм коррозии и не провоцирует аномальный износ образцов. Такой пример аномального гидроабразивного износа образцов в течение 30 суток экспозиции показан на Рисунке 2.4. Неверный выбор места мониторинга спровоцировал разрушения образца-свидетеля по механизму, отличному от механизма разрушений самого трубопровода.



Рисунок 2.4. Иллюстрация ошибочного выбора места мониторинга.

## **Приложение 3 (справочное)**

### **Метод электрического сопротивления**

#### **3-1. Описание метода**

Метод электросопротивления относится к группе массометрических методов. В отличие от гравиметрического, потеря массы чувствительного элемента вследствие экспозиции в агрессивной среде оценивается по результатам измерений электрического сопротивления чувствительного элемента. Скорость роста сопротивления пропорциональна скорости коррозии.

Чувствительность метода обратно пропорциональна толщине чувствительного элемента. Однако, рост чувствительности при использовании датчиков с меньшей толщиной элемента возрастает ошибка измерений, связанная с температурными флуктуациями и, что самое главное, пропорционально сокращается время жизни датчика.

В большинстве случаев метод электросопротивления используется не для абсолютной оценки скорости коррозии стенки трубопровода, а для выявления тенденций в агрессивности среды, которая может происходить либо из-за резкого изменения эксплуатационных условий или из-за нарушений в технологии ингибирования.

После образцов-свидетелей метод электросопротивления второй по применимости в целях мониторинга коррозии вообще и для ингибиторной защиты в частности.

Типичные датчики для систем низкого давления показаны на Рисунке 3-1





Рисунок 3.1. Типичные датчики Электросопротивления для систем низкого давления и вторичные приборы для считывания и/или накопления информации

### **3-2. Достоинства и недостатки метода**

#### **3-2.1 Достоинства метода**

- Не требует наличия проводящей среды – применим в любых средах
- Чувствительность превосходит чувствительность гравиметрического метода
- Возможность отслеживания коррозии в режиме реального времени

#### **3-2.2 Недостатки метода**

- Чувствителен к температурным колебаниям, что может свести на нет практическую пользу от быстрого действия метода
- Требуется тщательности при выборе места Узла Контроля Коррозии и исполнения чувствительного элемента

### **3-3. Исполнение чувствительных элементов.**

Независимо исполнения самого датчика, соответствующего высокому или низкому давлению в трубопроводной системе, чувствительные элементы

датчиков электросопротивления могут быть проникающими и торцевыми. При этом проникающие элементы могут быть петлевыми (проволочная петля), трубчатыми и кольцевыми. Корпус торцевых элементов, часто устанавливаемых «заподлицо» с нижней образующей трубопровода, может иметь разный диаметр, а сам элемент – различную конфигурацию

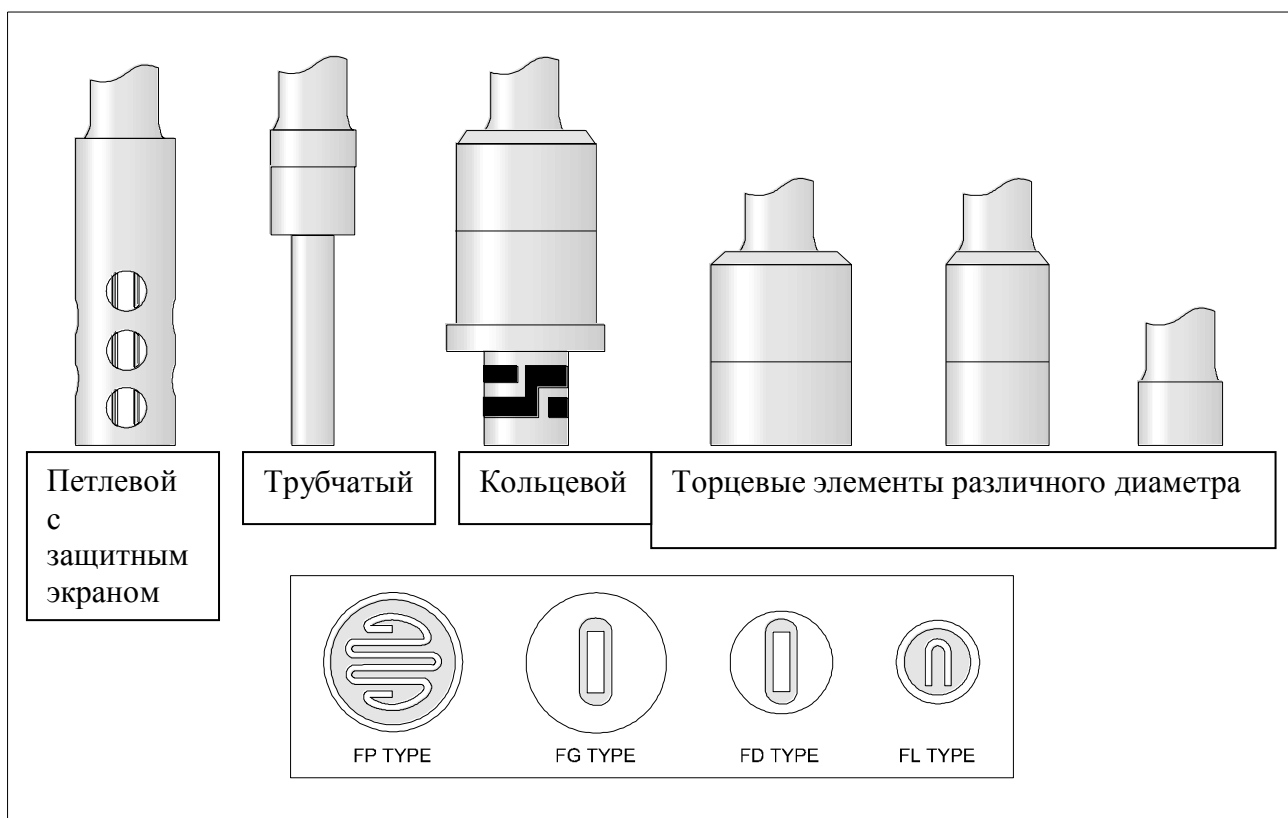


Рисунок 3.2. Типы чувствительных элементов датчиков электросопротивления

Изолирующий слой между чувствительным элементом и металлическим корпусом датчика может быть полимерным или керамическим, если степень агрессивности среды, в которой предполагается использовать датчик, очень высока. Например, если по трубопроводу регулярно транспортируются кислые жидкости после промывки скважин или температура эксплуатации требует термостойкости датчика.

Типичные датчики с разным исполнением чувствительных элементов показаны на рисунке 3.3.





Рисунок 3.3. Датчики электрического сопротивления высокого давления с петлевым и торцевым чувствительными элементами.



3-4. Усовершенствованные версии устройств электросопротивления

Делались неоднократные попытки устранить один из главных недостатков метода, а именно повысить чувствительность и быстродействие без возрастания отрицательного влияния температурных флуктуаций. Разновидностями метода с повышенной разрешающей способностью являются измерительные устройства типа MicroCorr (в настоящее время Рорбак-Козаско) и HS-ER производства CorrOcean. Повышенная чувствительность этих устройств достигается снижением толщины и особой формой чувствительного элемента, но при этом в жертву приносится время жизни этих датчиков, что приводит к необходимости их частой замены и излишним затратам. К тому же система MicroCorr не была представлена для сертификационных испытаний, вследствие чего они были отменены.

Большее распространение и с большим успехом получили усовершенствованные устройства, известные под названием технологии CEION производства CORMON Ltd. При этом существует две версии этого продукта. Собственно CEION, имеющий разрешающую способность в 100 раз выше традиционного ER метода при одинаковой толщине чувствительного элемента. (Устройство дополнительно производит

измерение температуры среды). И упрощенная версия, имеющая названия DCU 2 и DCU 3. Их разрешающая способность в 10 раз выше стандартной при одинаковой толщине элемента.

Исполнение датчиков CEION аналогично датчикам ER. Накопитель данных CEION показан на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4. Накопитель данных CEION

DCU 2 и более поздняя версия DCU 3 являются очень перспективным вариантом техники ER. При стоимости, практически сопоставимой со стандартным устройством ER, DCU 3 имеет кратно большую продолжительность срока службы датчика. Более того, версия DCU 3 является универсальной по отношению ER и LPR методов. Т.е. вторичный прибор – накопитель может быть использован и с датчиком Сопротивления Линейной Поляризации. Он показан на рисунке 3.5.



Рисунок 3.5. Накопитель данных DCU 3

### **3-5. Изготовители и доступность устройств электросопротивления.**

Все перечисленные зарубежные производители оборудования мониторинга коррозии имеют в перечне продукции стандартные устройства ER. Стоимость комплекта в зависимости от исполнения колеблется в пределах \$ 2,500 – 4,000 не зависимо от производителя. Качество примерно одинаково. Цена DCU 3 составляет \$ 3,500 – 5,000. Устройство CEION - \$ 6,000 – 10,000. Из всего перечня наилучшим соотношением цена-качество обладает DCU 3. CEION имеет уникальные возможности. Его применение может быть целесообразно при испытаниях, а также в таких системах, критичность которых очень высока, требует высокого ИП ингибитора и необходимо управление ингибированием по результатам on-line измерения скорости коррозии.

### **3-6. Важные аспекты практического применения**

- Место установки и ориентация датчиков на трубопроводе должны обеспечить нахождение чувствительного элемента в наиболее агрессивной фазе
- При выборе чувствительности устройства (толщины чувствительного) элемента важно учитывать возможную скорость коррозии в системе. Высокая скорость может привести к выходу из строя датчика из-за

полного преждевременного износа чувствительного элемента.

- В случае фиксации высокой скорости коррозии по датчику требуется срочная проверка соблюдения технологии ингибирования и выявления возможных отклонений в агрессивности жидкости. Фактор, оказывающий негативное влияние, должен быть устранен или его влияние скомпенсировано. На рисунке 3.6. показан пример неправильного выбора чувствительности измерительного устройства. CEION датчик был установлен на нефтесборном коллекторе ниже по потоку от куста скважин, на котором производились регулярные кислотные промывки с возвратом кислых жидкостей в коллектор. Датчик с толщиной элемента 0,5 мм за 15 дней эксплуатации был выведен из строя за счет растворения более половины толщины чувствительного элемента. Отсутствие ингибирования привело к росту скорости коррозии в последние дни эксплуатации до 10 мм/год. Для фиксирования такой скорости коррозии можно было использовать датчик с меньшей чувствительностью, но с большей толщиной, например 2 мм, и с большим сроком службы.

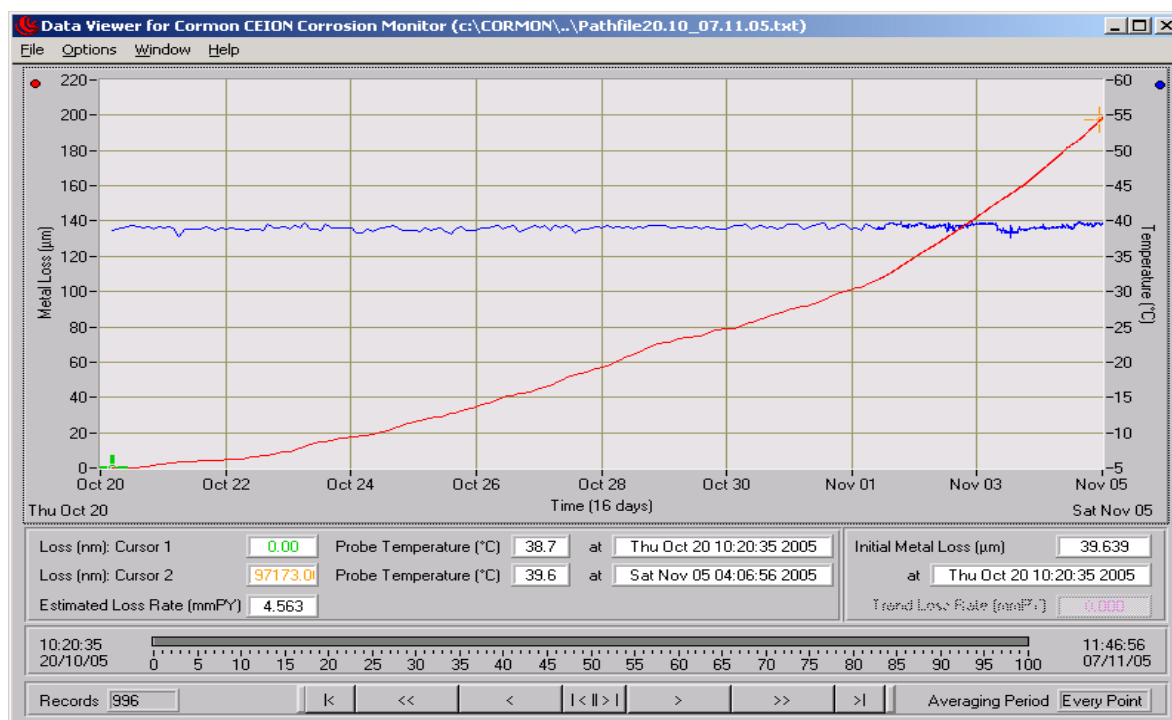


Рисунок 3.6. Измерения скорости коррозии в нефтесборном коллекторе с технологическими жидкостями кислотных промывок устройством CEION

- При эксплуатации в холодных условиях рекомендуется применение литиевых батарей и задание программы измерений со сниженной частотой

## Приложение 4 (справочное)

### Метод сопротивления линейной поляризации (LPR)

#### 4-1. Описание метода

Метод сопротивления линейной поляризации основан на измерении электрохимических свойств поверхности корродирующего металла. Метод оперирует величинами потенциала и тока, протекающего через поверхность электрода специального датчика. Вторичные преобразователи, входящие в состав устройств LPR, преобразуют измеряемые параметры в величину скорости коррозии, выраженную в единицах среднеповерхностной потери металла за единицу времени, например в мм/год или МРУ (миллидюймов в год).

Метод обладает очень высокой чувствительностью и практически мгновенным откликом. Длительность замера редко превышает 2 минуты. Скорость коррозии, измеряемая методом LPR, не обязательно точно совпадает с действительной скоростью коррозии трубопровода из-за отличий в состоянии поверхности электродов датчика и стенки трубопровода. Поэтому в большинстве случаев метод LPR используется не для абсолютной оценки скорости коррозии стенки трубопровода, а для выявления тенденций в агрессивности среды, которая может происходить либо из-за резкого изменения эксплуатационных условий или из-за нарушений в технологии ингибирования.

Основное ограничение метода – работоспособность только в токопроводящей среде (электролите). Наличие нефтепродуктов в воде, способных загрязнять поверхность электродов, может не только затруднить интерпретацию результатов, но и полностью сделать измерения невозможными. Присутствие сероводорода в воде может приводить к формированию проводящих сульфидных контактов между электродами, что полностью искажает получаемые результаты.

По этим причинам наибольшее распространение метод находит для

мониторинга скорости коррозии в водоводах систем ППД.

Типичные элементы систем LPR и устройство в сборе показаны на рисунках 4.1. и 4.2. соответственно.



Рисунок 4.1. Типичные датчики Сопротивления Линейной поляризации для систем низкого давления и вторичные приборы для считывания и/или накопления информации

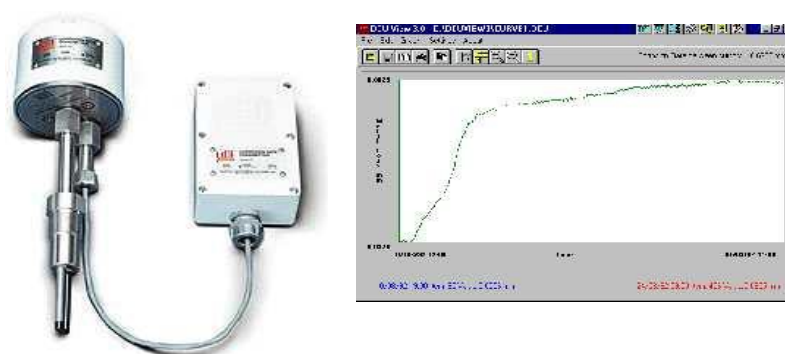


Рисунок 4-2. Универсальный накопитель данных DCU 3 с датчиком Сопротивления Линейной поляризации и типичная зависимость скорости коррозии от времени, полученная методом LPR

## 4-2. Достоинства и недостатки метода

### 4-2.1 Достоинства метода

- Очень быстрое измерение агрессивности среды
- Очень чувствителен к любым изменениям условий эксплуатации – температуры, давления, обводненности, содержанию агрессивных



компонентов и т.д.

#### **4-2.2 Недостатки метода**

- Необходима токопроводящая среда
- Измеряет скорость только общей коррозии
- Отражает только мгновенную агрессивность в момент измерения
- Более характеризует тенденцию агрессивности, а не абсолютное значение скорости коррозии
- Датчики подвержены загрязнению
- В некоторых средах требуется электрохимическая квалификация персонала для интерпретации получаемых результатов

#### **4-3. Исполнение чувствительных элементов.**

Независимо исполнения самого датчика, соответствующего высокому или низкому давлению в трубопроводной системе, чувствительные элементы датчиков электросопротивления могут быть проникающими и торцевыми. При этом оба вида элементов могут быть двух- и трехэлектродными. Наличие третьего электрода необходимо для компенсации низкой электропроводности среды в случае низкой минерализации вод.

Типичные датчики с разным исполнением чувствительных элементов показаны на рисунке 4.2.

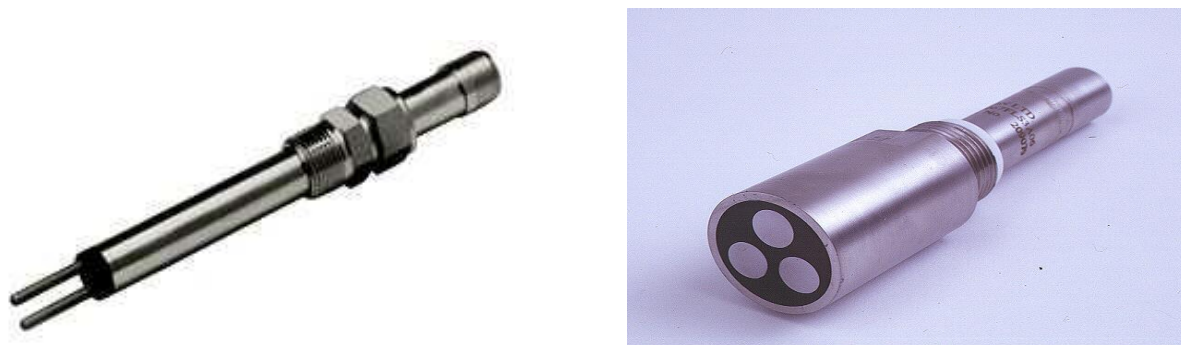


Рисунок 4.2. Датчики LPR низкого давления с проникающим и торцевым чувствительными элементами.



#### **4-4. Изготовители и доступность устройств электросопротивления.**

Измерительные устройства, использующие метод LPR, изготавливаются всеми зарубежными и упомянутыми отечественными производителями.

Как и стандартные устройства ER, приборы LPR зарубежного производства, в зависимости от исполнения, имеют цены в пределах \$ 2,500 – 4,000. Качество изделий всех производителей одинаково хорошее. Цена DCU 3 в исполнении LPR имеет такую же цену. Опыт применения показывает, что с точки зрения запаса прочности оборудование CORMON Ltd. выглядит предпочтительнее.

Устройства отечественных производителей выпускаются только в варианте низкого давления и пока не нашли широкого применения. По существующему опыту применения в немногих Российских компаниях устройства LPR Монитор/Монитор-2 (ГУП ИПТЭР, г. Уфа) не отличаются высокой надежностью в полевых условиях. Опыт применения устройств LPR и ER производства СОНАР (Г. Пенза) еще меньше. Судя по отзывам, эти изделия являются воспроизведением аналогичных изделий CORMON и RCS, несколько выигрывая в ценовом показателе по сравнению с импортными. Сведений о надежности этих отечественных изделий в достаточном количестве не собрано

#### **4-5. Важные аспекты практического применения**

- Место установки и ориентация датчиков на трубопроводе должны обеспечить нахождение электродов в водной фазе. Метод практически не применим в потоках с эмульсионным режимом течения.

- Даже при использовании метода для контроля скорости коррозии в водоводах требуется регулярное обслуживание и ревизия датчиков для исключения условий, вызывающих искажения результатов – загрязнений нефтепродуктами и образования сульфидной пленки на электродах

- Высокая частота замеров и их сохранение в памяти вторичного

прибора необходимо только для трубопроводных систем, скорость которых сильно зависит от кратковременных отклонений в условиях транспортировки и химическом составе жидкостей

- При эксплуатации в холодных условиях рекомендуется применять литиевые батареи (в случае автономного питания) и задать программу сниженной частоты замеров.